



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA
E INDUSTRIAS ALIMENTARIAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**“EVALUACIÓN DE TRES MÉTODOS DE
TRATAMIENTO QUÍMICO DE LA FIBRA
DE COCO PARA SU USO COMO
ADSORBENTE DE DIÉSEL EN AGUA”**

TESIS

**PARA OBTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTADO POR:

Bach.: GERSON ARTURO LARIOS GILES

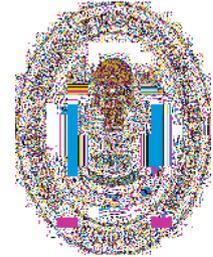
ASESOR

Ing. RUBÉN DARIO SACHUN GARCÍA

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2019**



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



**FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA
E INDUSTRIAS ALIMENTARIAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**“EVALUACIÓN DE TRES MÉTODOS DE
TRATAMIENTO QUÍMICO DE LA FIBRA
DE COCO PARA SU USO COMO
ADSORBENTE DE DIÉSEL EN AGUA”**

TESIS

**PARA OBTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTADO POR:

Bach.: GERSON ARTURO LARIOS GILES

ASESOR

Ing. RUBÉN DARIO SACHUN GARCÍA

**LAMBAYEQUE – PERÚ
2019**

TESIS

**“EVALUACIÓN DE TRES MÉTODOS DE
TRATAMIENTO QUÍMICO DE LA FIBRA
DE COCO PARA SU USO COMO
ADSORBENTE DE DIÉSEL EN AGUA”**

**PARA OBTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTADO POR:

Bach.: GERSON ARTURO LARIOS GILES

APROBADO POR

Ing. Dr. César Alberto García Espinoza
PRESIDENTE

Ing. Dr. Ángel Wilson Mercado Seminario
SECRETARIO

Ing. M.Sc. James Jenner Guerrero Braco
VOCAL

Ing. M.Sc. Rubén Dario Sachun García
ASESOR

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
RESUMEN	iii
ABSTRACT	iv
INTRODUCCIÓN	v
CAPÍTULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO	1
1.1 PETRÓLEO	1
1.1.1 Generalidades	1
1.1.2 Propiedades de Hidrocarburos.....	2
1.1.3 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos.....	3
1.1.4 El petróleo y su proceso de extracción	4
1.1.5 Las fases de la industria petrolera.....	4
1.1.6 Impactos de la actividad extractiva petrolera	5
1.1.7 Comportamiento de un derrame de petróleo en agua	6
1.1.8 Efectos de los derrames de petróleo sobre el ambiente	16
1.1.9 El coco	20
1.1.10 Fibra de coco	24
1.1.11 Aplicaciones de la fibra de coco.....	30
1.2 ADSORCIÓN	32
1.2.1 Adsorción Física o Fisisorción	33
1.2.2 Adsorción Química o Quimisorción.....	33
1.2.3 Adsorción por Intercambio iónico.....	34
1.2.4 Efecto hidrofóbico	34
1.3 SORBENTES DEL PETRÓLEO	36
1.3.1 Propiedades de un sorbente	36
1.3.2 Clases de sorbentes	37
1.3.3 Control de un derrame de petróleo con sorbentes	38
1.3.4 Ventajas de la utilización de sorbentes.....	38
1.3.5 Desventajas de la utilización de sorbentes	39
1.3.6 Aplicaciones generales de los adsorbentes	39
1.3.7 Factores que influyen en la adsorción	41
1.4 DIFERENTES MÉTODOS PARA LIMPIEZA DE DERRAMES DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN SENOS DE AGUA	44
1.4.1 Barreras flotantes	44

1.4.2	Espumadores – Skimmers.	44
1.4.3	Adsorbentes	45
1.4.4	Combustión in-situ	45
1.4.5	Dispersión Química	46
1.4.6	Biorremediación	46
1.4.7	Oxidación Química in-situ	47
1.4.8	Uso de carbón activado.....	48
1.5	FIBRAS BIOLÓGICAS COMO ADSORBENTES DE HIDROCARBUROS DE PETRÓLEO	48
1.6	PRUEBAS DE ADSORCIÓN.....	49
1.6.1	Prueba de degradación dinámica	49
1.6.2	Adsorción de aceite – Prueba corta (15 minutos).....	50
1.6.3	Adsorción de aceite – Prueba larga (24 horas)	50
CAPÍTULO II. MATERIAL Y MÉTODOS.....		51
2.1	POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO	51
2.1.1	Universo	51
2.1.2	Población	51
2.1.3	Unidad de muestreo o análisis	51
2.2	MATERIALES Y TÉCNICAS.....	51
2.2.1	Materiales	51
2.2.2	Equipos	52
2.2.3	Reactivos	52
2.2.4	Técnicas e instrumentos de recolección	52
2.3	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	53
2.3.1	Caracterización de la fibra de coco.....	53
2.3.2	Ensayos del diseño experimental.....	53
2.4	VARIABLES DE ESTUDIO.....	55
2.4.1	Variable independiente	55
2.4.2	Variable dependiente	56
CAPÍTULO III. RESULTADOS		56
3.1.	RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE HUMEDAD.....	56
3.2.	RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DE CENIZAS	57
3.3.	RESULTADOS DE LA DILUCIÓN DE LOS ÁCIDOS.....	58
3.3.1	Para el ácido fosfórico (H ₃ PO ₄).....	58
3.3.2	Para el ácido acético (CH ₃ COOH).....	58
3.4.	RESULTADOS DE LA REMOCIÓN DEL HIDROCARBURO.....	58
3.4.1	Capacidad de adsorción de agua en muestras en blanco (C.A.A)	58

3.4.2 Capacidad de adsorción de diésel (C.A.D).....	64
CAPÍTULO IV. DISCUSIONES	70
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES	72
CAPÍTULO VI. RECOMENDACIONES.....	73
CAPÍTULO VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74
CAPÍTULO VIII. ANEXOS.....	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de los hidrocarburos alifáticos y aromáticos.	2
Tabla 2. Relación color de la mancha y su espesor aproximado.	10
Tabla 3. Composición del coco.	23
Tabla 4. Valor nutricional por cada 100 g de pulpa.	23
Tabla 5. Características químicas de la fibra de coco.....	29
Tabla 6. Tipos y usos de sustancias adsorbentes.	40
Tabla 7. Relación área/ volumen y superficie expuesta total.	42
Tabla 8. Valores experimentales de la determinación del contenido de humedad.....	56
Tabla 9. Valores experimentales de la determinación de cenizas.	57
Tabla 10. Capacidad y porcentaje de adsorción de agua, de las muestras en blanco para un volumen de 706 ml de agua para un tiempo de 15 minutos.	59
Tabla 11. Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de agua para la prueba corta de 15 min.	60
Tabla 12. Capacidad y porcentaje de adsorción de agua, de las muestras en blanco para un volumen de 706 ml de agua para un tiempo de 24 horas.	62
Tabla 13. Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de agua para la prueba larga de 24 h.....	63
Tabla 14. Capacidad y porcentaje de adsorción de diésel, para un volumen de 565 ml de aguay 141 ml de diésel, para un tiempo de 15 minutos.....	65
Tabla 15. Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de diésel para la prueba corta de 15 min.	66
Tabla 16. Capacidad y porcentaje de adsorción de diésel, para un volumen de 565 ml de aguay 141 ml de diésel, para un tiempo de 24 horas.....	67
Tabla 17. Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de diésel para la prueba larga de 24 h.....	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mancha de petróleo en el río Teaone (Navarrete 2011). Alarma en Esmeraldas por derrame de petróleo.....	7
Figura 2. Derrame de petróleo en el mar (Gallardo 2009). Derrame de petróleo afecta a más de 60 kilómetros de playas en Australia.	8
Figura 3. Estructura del coco. Recuperado de: http://archivo.infojardin.com/tema/partes-de-un-coco.381891/	21
Figura 4. Corte longitudinal del coco.	24
Figura 5. Geotextiles de cuerda de estopa de coco.....	26
Figura 6. Productos derivados de la estopa de coco.	26
Figura 7. Colchones.	30
Figura 8. Bases de cama.	31
Figura 9. Muebles/ Sofás/ Sillones.	31
Figura 10. Aislamientos termo acústicos.....	31
Figura 11. Respaldos para asientos de autos.	31
Figura 12. Chalecos antibalas.....	31
Figura 13. Procedimiento experimental de adsorción de diésel en agua con fibra de coco.....	55
Figura 14. Pesado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	78
Figura 15. Secado de la fibra de coco a 120° C por 3h. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	78
Figura 16. Enfriamiento de la fibra de coco en el desecador. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	79
Figura 17. Pesado de la fibra de coco después de enfriarse. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	79
Figura 18. Pesado del crisol vacío. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.....	80
Figura 19. Pesado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.....	80
Figura 20. Calcinación de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.....	80

Figura 21. Secado de la fibra de coco a 600 °C durante 2 horas. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	81
Figura 22. Enfriamiento de la fibra de coco en el desecador. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	81
Figura 23. Pesado de la fibra de coco después de enfriarse. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	81
Figura 24. Ac. Fosfórico, Ac. Acético y Peróxido de hidrógeno. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	82
Figura 25. Determinación del volumen de cada ácido para su respectiva dilución. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	82
Figura 26. Dilución de cada ácido. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	82
Figura 27. Envasado de cada ácido diluido en recipientes oscuros. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	83
Figura 28. Lavado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.	83
Figura 29. Secado de la fibra de coco a 120° C durante 6 h. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	83
Figura 30. Molienda de la fibra de coco. . Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	84
Figura 31. Cernido de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	84
Figura 32. Separación de 10 g de fibra de coco en cada recipiente. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	84
Figura 33. Activación de la fibra de coco con los respectivos ácidos. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	85
Figura 34. Recuperación de la fibra de coco activada, después de haberse remojado por 24 horas. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	85
Figura 35. Fibra de coco activada después de la recuperación. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	85
Figura 36. Secado de la fibra de coco activada a 120° C durante 8 h. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.	86
Figura 37. Pesado de la fibra de coco activa con sus respectivos ácidos. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.	86

Figura 38. Envasado de las 12 muestras de la fibra de coco activada, para cada tratamiento. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.	86
Figura 39. Preparación del agua (706 ml) para la muestras en blanco (sin diésel). Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	87
Figura 40. Fibra de coco activada remojándose en agua, para los tiempos estudiados de 15 min y 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	87
Figura 41. Escurrimiento de la fibra de coco activada. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	87
Figura 42. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba corta de 15 minutos. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	88
Figura 43. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba larga de 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.	88
Figura 44. Diésel y agua para la preparación de muestras. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.	89
Figura 45. Medición de volúmenes de diésel (141 ml) y agua (565 ml) para las posteriores muestras . Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	89
Figura 46. Preparación de la mezcla diésel y agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	89
Figura 47. Fibra de coco activada remojándose en la mezcla diésel con agua, para los tiempos estudiados de 15 min y 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	90
Figura 48. Escurrimiento de la fibra de coco activada en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	90
Figura 49. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba corta de 15 minutos en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	91
Figura 50. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba larga de 24 horas en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.....	91

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de agua para un tiempo de 15 min.	61
Gráfico N° 2. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de agua para un tiempo de 24 h.	63
Gráfico N° 3. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de diésel para un tiempo de 15 min.	66
Gráfico N° 4. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de diésel para un tiempo de 24 h.	69

AGRADECIMIENTO

A mi familia quienes en todo momento me brindaron su apoyo permitiéndome con ellos a que mis objetivos y metas fueran cumplidas.

A mi asesor Ing. Ruben Dario Sachun Garcia , por haberme orientado en este tema de interes ambiental y hacer que este proyecto se desarrolle de manera factible.

A los técnicos Floriano y Benitez por siempre apoyarme en el uso de instrumentos de laboratorio como tambien en conocimientos, concluyendo así satisfactoriamente mi proyecto de tesis.

Asimismo agradezco a la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo por haberme brindado los conocimientos necesarios en estos 5 años de carrera.

Bach. Larios Giles Gerson Arturo

DEDICATORIA

A mi querida madre Elizabeth Giles Ayala como testimonio de mi eterno amor y gratitud por su constante aliento, ayuda y comprensión en mi formación profesional.

A mi padre Gerardo Larios Falen, por siempre brindarme los medios necesarios en mi formación como profesional.

A mis hermanos Miguel y Samir que con su apoyo, amor, cariño y amistad me impulsaron a seguir adelante en la ejecución del presente proyecto

A mi abuelo Carlos Giles, que gracias a su apoyo incondicional, exigencia y disciplina han hecho que a mis 23 años termine satisfactoriamente mi carrera y enfocarme en cada proyecto realizado.

A mi abuela Juanita que me cuida y guía desde el cielo para seguir en ese correcto sendero de la vida.

A mi novia María Teresa que con su apoyo y comprensión en todo momento se logró concluir satisfactoriamente este proyecto.

Bach. Larios Giles Gerson Arturo

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo determinar la capacidad de adsorción de la fibra de coco para la limpieza de derrames de diésel en cuerpos de agua. Se evaluó la capacidad de adsorción en función de cada tratamiento usando ácido acético, ácido fosfórico, peróxido de hidrógeno y fibra de coco. El tiempo de adsorción también fue una variable que influyó en el proceso de extracción de diésel para lo cual se trabajó con tiempos de 15 minutos y 24 horas.

De todos los resultados obtenidos se destacó como favorable el tercer tratamiento el cual consistía en un 1 g de biosorbente (fibra de coco con ácido acético) el cual obtuvo una remoción promedio 10.32%, con un tiempo de contacto de 24 horas. Se observó que el agua contaminada con diésel, luego del tratamiento quedaba libre de hidrocarburos.

La fibra de coco usada como biosorbente vegetal, demostró ser una opción práctica para tratar derrames de diésel o petróleo en cuerpo de agua, sobre todo en regiones selváticas, como es el caso de la Amazonía peruana, donde no se encuentra con productos comerciales específicos. Los derrames de petróleo requieren de una respuesta inmediata para evitar el daño a la flora y fauna del sitio por lo que utilizar residuos vegetales de la localidad en este caso la fibra de coco que se cultiva mucho en la región selva del Perú, es una primera acción hasta que lleguen equipos especializados.

ABSTRACT

The objective of the present investigation was to determine the adsorption capacity of coconut fiber for the cleaning of diesel spills in bodies of water. The adsorption capacity was evaluated according to each treatment using acetic acid, phosphoric acid, hydrogen peroxide and coconut fiber. The adsorption time was also a variable that influenced the diesel extraction process, which was worked with time of 15 minutes and 24 hours.

Of all the results obtained, the third treatment, which consisted of 1 g of biosorbent (coconut fiber with acetic acid), which obtained an average removal of 10.32%, with a contact time of 24 hours, stood out as favorable. It was observed that the water contaminated with diesel, after the treatment was free of hydrocarbons.

The coconut fiber used as vegetable biosorbent, proved to be a practical option to treat diesel or oil spills in body of water, especially in jungle regions, as is the case of the Peruvian Amazon, where it is not found with specific commercial products. Oil spills require an immediate response to avoid damage to the flora and fauna of the site, so using local vegetable waste in this case the coconut fiber that is widely grown in the jungle region of Peru, is a first action until specialized teams arrive.

INTRODUCCIÓN

El uso amplio de los hidrocarburos en nuestra sociedad está asociado a las actividades de exploración, explotación, refinación, distribución y comercialización, así como su empleo, principalmente, como combustible para las industrias de transformación y del transporte. Estas actividades implican un intenso manejo de hidrocarburos con el inminente riesgo de que puedan ocurrir descargas en el ambiente con implicaciones de contaminación del agua, cuya magnitud y consecuencias están en función de las características del sitio afectado (Saval, Lara, Lesser, & Nieto, 2004).

Se conoce que el impacto ambiental de los derrames de crudo en Perú ha dejado miles de hectáreas afectadas, sin dejar a un lado los kilómetros de ríos y quebradas. Estos daños han perjudicado principalmente a las fuentes hídricas, suelos, aire, fauna y vegetación, los cuales son prácticamente irremediables, ya que los procesos de descontaminación no alcanzan a cubrir todas las áreas afectadas y se realizan mucho tiempo después de que el crudo ha penetrado en la vegetación, animales y campos. La industria petrolera últimamente ha generado diversos daños tanto en las zonas costeras como en la selva de nuestro país. Se ha demostrado que el empleo de sorbentes resulta una medida de control efectiva en muchos escenarios de derrames. Sin embargo, después de la operación de limpieza inicial el sorbente junto al petróleo adsorbido, así como otros materiales asociados con la actividad de limpieza deben tener una disposición final adecuada

La combinación de los cambios regulatorios ambientales, unido a los esfuerzos por adquirir en el mercado sorbentes para la eliminación de derrames petroleros con menor costo / beneficio, y el interés renovado de la industria por reducir y/o eliminar los derrames, ha generado un interés por las tecnologías de punta en el terreno de los sorbentes. Eficiencia, costo y conveniencia son los de mayor importancia. Por esta razón, en el mundo existe una tendencia actual, según su disponibilidad, de buscar materiales adsorbentes de fibras naturales como la fibra de coco debido a sus propiedades como abundancia, disponibilidad, alta capacidad de adsorción y biodegradabilidad. La utilización de un recurso natural local, no solo evitaría eventuales contaminaciones ambientales, sino que abriría un abanico de posibilidades comerciales y evitar las importaciones.

La presente investigación permitirá determinar la eficiencia de la fibra de coco para remover hidrocarburos de agua marina, siendo una opción más económica y sencilla, que favorece a la vigilancia constante del ecosistema marino

CAPÍTULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO

1.1 PETRÓLEO

1.1.1 Generalidades

El significado de petróleo se forma de dos palabras latinas, Petra que significa (roca) y Óleum (aceite). Al inicio de la época industrial, el petróleo fue frecuentemente llamado rock oil (aceite de piedra), este nombre se origina porque las primeras afloraciones de petróleo salían por las grietas de las rocas. En su estado natural, el petróleo es de color blanquecino luego se va transformando en un color castaño o verdoso, hasta llegar a un material asfáltico pesado, casi sólido o duro de color negro, de acuerdo a su densidad.

El petróleo es una mezcla compleja de miles de compuestos, la mayoría de los cuales son hidrocarburos; la proporción de compuestos varía de un campo petrolífero a otro. Usualmente, el tipo más abundante de hidrocarburo corresponde a la serie de los alcanos, que generalmente se designa por la fórmula C_nH_{2n+2} . En el petróleo, las moléculas de alcano varían mucho, desde la molécula simple de metano, CH_4 , hasta moléculas que tienen casi un centenar de átomos de carbono. La mayoría de las moléculas de alcano en el petróleo son de dos tipos estructurales: uno es simplemente una cadena larga y continua de carbonos; el otro, tiene una cadena principal de la cual parten otras más pequeñas.

Además de los hidrocarburos, el petróleo también contiene algunos compuestos de azufre: Sulfuro de hidrógeno gas, H_2S y compuestos orgánicos de azufre, los cuales son los análogos a los alcoholes y a los éteres, pero substituyendo el oxígeno por un átomo de azufre. Estas sustancias son eliminadas, en su mayor parte, antes que el petróleo sea vendido para su consumo. También están presentes en el petróleo pequeñas cantidades de compuestos orgánicos que contienen oxígeno o nitrógeno (Baird, 2001).

1.1.2 Propiedades de Hidrocarburos

Se denomina hidrocarburos a aquellos productos compuestos fundamentales por carbono e hidrogeno. Los hidrocarburos de origen geológico natural, extraídos como líquidos son denominados en forma genérica como petróleo, mientras que los extraídos en forma gaseosa se denominan gas natural. El crudo es la componente líquida del petróleo, ya que también existen gases asociados al petróleo como el propano o el butano y forma solidas como el asfalto y el betún.

Todos los hidrocarburos presentes en los crudos de petróleo y sus refinados se pueden clasificar en dos grandes familias, los saturados y los no-saturados, según tengan o no únicamente enlaces simples carbono-carbono. A su vez, en cada familia se distinguen los hidrocarburos de cadenas abiertas o cerradas. Así, esto da lugar a los cuatro tipos fundamentales de hidrocarburos (Corral et al., 2012). Ver Tabla 1.

Tabla 1.

Clasificación de los hidrocarburos alifáticos y aromáticos.

	Abiertos	Cíclicos
SATURADOS	ALIFATICOS Alcanos - Parafinas -	Nafténicos
NO-SATURADOS	- Oleofinas -	AROMÁTICOS Bencénicos

Fuente: (Corral et al, 2012).

Los hidrocarburos constituyen del 50–98 % de la composición total del petróleo, están formados por alcanos, cicloalcanos y compuestos aromáticos, con al menos un anillo bencénico en su estructura. La gasolina está constituida aproximadamente por 70 % de compuestos alifáticos saturados y 30 % de hidrocarburos aromáticos como el benceno, tolueno e isómeros del xileno (conocidos en su conjunto como BTX).

Los compuestos aromáticos se caracterizan por los anillos de benceno. Pueden contener un anillo (benceno y derivados BTEX) o hasta 6 anillos (policíclicos aromáticos o HAP). Son los constituyentes más tóxicos, siendo los de menos peso

molecular los más solubles; son considerados los más peligrosos para el medio acuático, con efectos cancerígenos a largo plazo (Corral et al., 2012). El diésel contiene en promedio 40% de hidrocarburos saturados, 30% de hidrocarburos aromáticos, 20% de resinas y 10% de asfaltenos (Bermúdez y Matínez, 2013). En el Perú se usa Diésel B5, formado por 95% de gasóleo de automoción (diésel 2) y 5% de biodiesel. La ficha de seguridad de este combustible indica que tiene toxicidad aguda (Tox. ag. 4), peligro por aspiración (Tox. asp. 1), carcinogenicidad (Carc. 2), toxicidad específica en determinados órganos (STOT repe. 2), peligroso para el medio ambiente acuático (Acuático crónico. 2). Liberado en el medio ambiente los componentes más ligeros tenderán a evaporarse y fotooxidarse por reacción con los radicales hidroxilos, el resto de los componentes más pesados también pueden estar sujetos a fotooxidación pero lo normal es que sean absorbidos por el suelo o sedimentos. Liberado en el agua flota y se separa y aunque es muy poco soluble en agua, los componentes más solubles podrán disolverse y dispersarse. En suelos y sedimentos, bajo condiciones aeróbicas, la mayoría de los componentes del gasóleo están sujetos a procesos de biodegradación, siendo en condiciones anaerobias más persistente. Posee un DBO de 8% en cinco días (Repsol, 2018).

1.1.3 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos

Los alcanos son casi totalmente insolubles en agua debido a su baja polaridad y a su incapacidad para formar enlaces con el hidrógeno. Los alcanos líquidos son miscibles entre sí y generalmente se disuelven en disolventes de baja polaridad como el benceno, tetracloruro de carbono, cloroformo y otros alcanos. Su densidad incrementa con el tamaño de la molécula, siendo en todos los casos menos densos que el agua (Botello, Rendón-Von, Gold-Bouchot, & Agraz-Hernández, 2005).

Los cicloalcanos presentan puntos de ebullición y de fusión mayores a los que se observan en los alcanos y también poseen densidades mayores, lo cual probablemente se deba a que sus moléculas son más rígidas y simétricas, lo que les permite tener fuerzas de atracción intramolecular muy efectivas (Morrison & Boyd, 1985).

Los hidrocarburos aromáticos son líquidos o sólidos a temperatura ambiente y sus puntos de ebullición están cercanos a los de los cicloalcanos correspondientes. Al igual que los hidrocarburos descritos anteriormente, los compuestos aromáticos son poco polares o no polares y por lo mismo, no se disuelven en agua. Los electrones de los anillos aromáticos pueden tener una débil atracción con enlaces polares de otras moléculas, lo cual los hace excelentes solventes orgánicos. La unión de dos anillos bencénicos produce hidrocarburos poliaromáticos (HPA). Dichos compuestos son de interés ambiental y de salud pública en relación con sus propiedades carcinogénicas como es el caso del 3–4 benzopireno (Olguín, Hernández, & Sánchez, 2007).

1.1.4 El petróleo y su proceso de extracción

El Perú cuenta al momento con una capacidad de procesamiento de petróleo de 100.000 barriles por día. Los productos más importantes son la gasolina y el diesel, combustibles de uso mayoritario en el transporte. El sector de hidrocarburos aporta con el 64% del requerimiento nacional de energía, repartiéndose el porcentaje restante entre fuentes de la biomasa e hidroeléctrica.

1.1.5 Las fases de la industria petrolera

a. Exploración.- Consiste en búsqueda de yacimientos de hidrocarburos con métodos geológicos y sísmicos. Una vez efectuados estudios geológicos, geofísicos, de yacimientos, etc., que definen la posibilidad de existencia de los recursos, se señala una zona, se inician los trabajos de perforación explorativa, como única posibilidad de conocer, a ciencia cierta, si existe, o no, petróleo en el subsuelo.

b. Explotación.- Es la extracción del petróleo y gas del subsuelo, mediante perforación de pozos y construcción de la infraestructura para su transporte y almacenamiento en los campos petroleros.

c. Refinación.- Es la fase donde las refinerías transforman el crudo, en combustibles, dándoles valor agregado y satisfaciendo las necesidades energéticas internas y exportando combustibles.

d. Almacenamiento y transporte de crudo y derivados.- Constituyen los sistemas de oleoductos, tanques y poliductos, que sirven para transporte y almacenamiento de crudo y derivados, desde el lugar de producción hasta otros de consumo exportación o industrialización. El transporte y el almacenamiento son dos etapas claves en el proceso de la industria petrolera, tanto para el crudo como para los derivados, pues sin éstas la industria no funcionaría.

e. Comercialización.- Proceso de venta externa del petróleo al mercado internacional y la comercialización interna de combustibles.

Todas las fases de la industrialización del petróleo son actividades con potencial para producir contaminación por hidrocarburos al ambiente.

1.1.6 Impactos de la actividad extractiva petrolera

Es importante mencionar que una actividad extractivista hidrocarburífera implica una alteración de graves proporciones. Por ejemplo, en los elementos abióticos podemos notar que las actividades de prospección sísmica y perforación generan impactos sobre el suelo, los movimientos de tierra hacen que el suelo pierda las sustancias minerales y orgánicas de la capa superior, por lo que se generan procesos erosivos como los derrumbes.

- **El suelo**

El suelo además es contaminado por la incorrecta disposición de líquidos y desechos industriales como las aguas servidas, lodos de perforación, residuos sólidos y fluidos de perforación. Así mismo podemos identificar las modificaciones topográficas por la construcción de helipuertos y plataformas; y, cambio de uso del suelo que altera los ecosistemas intervenidos en el área.

- **El agua**

El agua es otro elemento abiótico afectado, se expresa en el cambio de calidad de agua que se ve afectada por la incorrecta disposición de desechos sólidos y líquidos. Se producen alrededor de 850.000 barriles diarios de aguas de formación cada día. Estos elementos se mantienen durante mucho tiempo en el agua, formando capas de crudo en las profundidades de los ríos que al ser removidas generan contaminación de otras fuentes cercanas.

- **El aire**

En el aire podemos destacar la contaminación por el ruido causado por las turbinas de las plataformas o taladros de perforación, además la emisión de gas quemado (se queman más de 863.66 millones de metros cúbicos diarios) cuyos subproductos de la combustión son eliminados directamente a la atmósfera a través de los mecheros, produce una serie de contaminaciones a poblaciones cercanas y aquellas que no estando cerca, se ven afectadas por este material que es llevado por la corriente de aire.

- **Los elementos vivos o bióticos**

Los elementos bióticos sufren también el impacto, por ejemplo, en la flora se presenta fuertemente el deterioro y remoción de la capa vegetal debido a la construcción de helipuertos, plataformas, excavaciones, etc. Además la acumulación de lodos de perforación, lubricantes, basura industrial y otros componentes, deterioran la capa vegetal, la actividad productiva primaria de los ecosistemas naturales se ven reducidas, se altera la secuencia del proceso evolutivo, pues al penetrar maquinaria de perforación, de apertura de trochas, afectan en cierto grado este proceso.

- **La fauna**

En la fauna podemos ver como la actividad hidrocarburífera ocasiona el desplazamiento de especies tanto terrestres como aéreas, pues la construcción de plataformas, apertura de trochas y caminos, los ruidos que estos ocasionan, hacen que éstas se desplacen de su hábitat. Además, muchas especies pueden estar sufriendo de infecciones debido a que, producto de la mala disposición de los residuos tóxicos, proliferan roedores e insectos no deseables que generan enfermedades.

1.1.7 Comportamiento de un derrame de petróleo en agua

a) Derrames de petróleos en ríos

En un derrame de hidrocarburos en un río (ver Figura 1) van a actuar los mismos factores que se encuentran en el mar más los factores propios del río, como son el régimen hidrológico que modifica la velocidad de las corrientes y la forma en que

el derrame puede afectar a las márgenes del río o las zonas de inundación (Silos, 2008).

Este factor tiene importantes efectos desde el punto de vista del impacto ambiental del derrame, porque dependiendo de la estación del año el río se encontraba en época de aguas altas, en transición de aguas altas a bajas o viceversa, o en aguas bajas.

El mayor impacto ambiental se produce en la época de transición hacia aguas bajas, ya que el petróleo quedara depositado en las zonas de inundación o en la vegetación de las riberas del río. Pero debido a la bajada de las aguas pueden realizarse tareas de contención si los lugares son accesibles.

En aguas bajas el petróleo puede quedar detenido en las zonas de remansos y cubrirá poca extensión de terreno, mientras que la baja velocidad de la corriente permitirá actuar de forma más eficaz. En transición a aguas altas, el petróleo que ha quedado adherido en las márgenes es eliminado por el incremento de la corriente, siendo esta la época en que es menor el impacto ambiental, no obstante las operaciones de control comienzan a complicarse.



Figura 1. Mancha de petróleo en el río Teaone (Navarrete 2011). Alarma en Esmeraldas por derrame de petróleo.

b) Derrames de petróleo en mar

Cuando se produce un derrame de hidrocarburos en el mar (ver Figura 2), tienen lugar una serie de cambios progresivos en sus propiedades físico-químicas que van a modificar su comportamiento y características (Silos, 2008).

A este proceso se le conoce como meteorización o intemperización, proceso que se inicia tras el derrame y continua de forma indefinida. La tasa de meteorización va a variar según las características del producto derramado y de las condiciones climáticas existentes en el lugar donde se ha producido el derrame.

Los principales factores que van a afectar al comportamiento de los hidrocarburos son:

- Características físicas del producto (densidad relativa, viscosidad y gama de ebullición).
- Composición química del producto.
- Condiciones meteorológicas del lugar del derrame (estado del mar, luz solar, temperatura del aire).
- Características del agua de la mar (densidad relativa, corrientes, temperatura, presencia de bacterias, nutrientes y oxígeno disuelto, sólidos en suspensión).

Los fenómenos que tienen mayor importancia a la hora de planificar la lucha contra derrames son los siguientes:

- Propagación
- Evaporación
- Disolución
- Dispersión
- Oxidación
- Emulsificación
- Sedimentación
- Biodegradación



Figura 2. Derrame de petróleo en el mar (Gallardo 2009). Derrame de petróleo afecta a más de 60 kilómetros de playas en Australia

c) Propagación

Al principio, tras el derrame, los hidrocarburos comienzan a extenderse formando una mancha uniforme de color oscuro que se reduce gradualmente a brillos finos iridiscentes o plateados en sus bordes. En este momento el factor más importante a la hora de considerar el tamaño de la mancha es el volumen de hidrocarburo derramado. No obstante algunos petróleos y combustibles pesados son extremadamente viscosos y no tienden a esparcirse mucho, permaneciendo como parches redondeados de poco o ningún brillo.

La viscosidad y la temperatura del agua del mar (teniendo en cuenta que si esta es inferior al punto de fluencia difícilmente se propagaran) son los factores que junto a la cantidad determinaran la viscosidad de propagación (Silos, 2008).

A las pocas horas, las manchas se rompen, formando hileras típicamente separadas entre 30 y 50 metros dispuestas paralelamente a la dirección del viento. En esta fase son las condiciones meteorológicas (velocidad del viento) y marinas (oleaje y corrientes) las que tienen mayor influencia sobre la velocidad de propagación.

En los derrames de petróleo y de algunos combustibles se producen rápidamente emulsiones de agua en petróleo que se caracterizan por una coloración marrón /anaranjada.

Excepto en el caso de pequeños derrames de hidrocarburos de alta viscosidad, la propagación no se efectúa de una forma uniforme, y existen grandes variaciones en el espesor de los hidrocarburos dentro de la misma mancha.

Su propagación es muy rápida y pronto alcanzan un grosor de equilibrio de alrededor de 0,1 mm, caracterizado por una aparición negra o marrón, pero rodeadas de extensas zonas irisadas mucho mayores y de una cola desgarrada formada por las gotas que el viento o la turbulencia del agua elevan para caer posteriormente detrás de la mancha en movimiento.

Según experimentos realizados por el Instituto de Petróleo Americano (A.P.I.), podemos tener una idea de la relación existente entre el grosor del hidrocarburo en la mancha y su color, de acuerdo a la siguiente Tabla 2

Tabla 2.
Relación color de la mancha y su espesor aproximado.

Apariencia	Espesor	Volumen
	Aprox. (mm)	aprox. (m³/km²)
Apenas visible	0,00005	0,05
Brillo plateado	0,00010	0,10
Primeras trazas de color	0,00015	0,15
Pocas bandas de colores brillantes	0,00025	0,25
Muchas bandas de colores brillantes	0,00050	0,50
Bandas de colores mates claros	0,00100	1,00
Bandas de colores mates oscuros	0,00200	2,00
Bandas de colores crema claro	0,00500	5,00
Bandas de colores marrón oscuro	0,01000	10,00
Parches marrones claros y oscuros, zonas color negro	0,02500	25,00
Nódulos negros sobre fondo marrón	0,05000	50,00
Franjas marrón oscuro	0,10000	100,0
Franjas colores oscuros y negros	0,25000	250,0
Mancha compacta, colores café oscuros	0,50000	500,0
Mancha continua y totalmente negro	1,00000	1000,0
Fuertemente negro con ondulaciones amortiguadas	2,00000	2000,0
Fuertemente negro sin ondulaciones	3,00000	3000,0

Nota: Adaptado de: (Silos 2008). Manual de lucha contra la contaminación por hidrocarburos

d) Evaporación

La evaporación es el proceso físico – químico más importante a la hora de considerar la evolución de una mancha de hidrocarburos porque afecta a la composición del producto derramado, aumentando su densidad y viscosidad y reduciendo su solubilidad en el agua, por lo que se reduce su toxicidad (Silos, 2008).

A medida que los compuestos más volátiles se evaporan, el hidrocarburo se hace más pesado y puede llegar a hundirse.

La tasa de evaporación depende de dos tipos de factores (Silos, 2008):

- Factores referentes al hidrocarburo: Tensión de vapor, área del derrame, coeficiente de transferencia de masa, tasa de esparcimiento y espesor de la capa del derrame.
- Factores ambientales: Estado del mar, temperatura del aire, temperatura del agua y radiación solar.

Cuanto menor sea el punto de ebullición del hidrocarburo y mayor sea el área en la que se ha propagado mayor será la tasa de evaporación, al igual que ocurre en condiciones de fuertes vientos y altas temperaturas.

Se ha demostrado que el 50% del petróleo crudo, puede perderse por evaporación entre las 24 y 48 horas posteriores al derrame. Los márgenes van desde el 10 % para el fuel-oil pesado, hasta el 75% para el fuel-oil liviano, gasolina o queroseno (Silos, 2008).

En general, los componentes volátiles con puntos de ebullición de hasta 200°C se evaporaran en las 24 horas siguientes al derrame. Los hidrocarburos ligeros como la gasolina, y el fuel-oil ligero se pueden evaporar completamente en unas pocas horas y los crudos ligeros pueden evaporarse hasta en un 40 % durante el primer día. Los crudos pesados y los fuel-oils se evaporan en una medida mucho menor, y en algunos casos, prácticamente no existe evaporación alguna. Una consecuencia importante de la evaporación será el aumento de la densidad y de la viscosidad de todo remanente de hidrocarburos (OMI, 2005).

e) Disolución

La disolución es el proceso por el cual las fracciones de menor peso molecular del petróleo se diluyen en el volumen de la columna de agua y en los alrededores del derrame (Silos, 2008). La tasa de disolución va a depender de los siguientes factores:

- Composición del derrame
- Tasa de esparcimiento
- Temperatura del agua
- Grado de dispersión

Este proceso puede durar mucho tiempo debido a la constante y progresiva biodegradación y oxidación del petróleo que va produciendo sustancias solubles en agua. Las fracciones más volátiles son las más solubles, por ello pronto desaparecerán de la superficie al combinar los efectos de disolución y evaporación ya que esta es aproximadamente de 10 a 100 veces más rápida que la primera.

Quizás la forma más sencilla de eliminar un derrame de petróleo sería mediante su vaporización y dispersión. Las fracciones ligeras del petróleo, como las gasolinas o el keroseno pueden llegar a vaporizarse completamente con el tiempo, pero los crudos están compuestos por muchos componentes pesados que no se vaporizan completamente y tienden a dispersarse en el agua o a hundirse hasta el fondo marino. Pero aun cuando la importancia de la evaporación es muy grande, ya que el grado de disolución de los hidrocarburos en el agua es muy inferior a la de evaporación en las mismas condiciones (la tasa de disolución es inferior al 1 % de la masa original del derrame) no por eso se puede obviar. En muchos modelos desarrollados para estimar la trayectoria de un derrame se obvia el fenómeno de la disolución, cuando, sin embargo, la disolución de los hidrocarburos en el agua tiene importantes implicaciones desde el punto de vista ecológico por la toxicidad que lleva consigo. El proceso físico de la disolución es bien conocido, pero estudiarla en el caso concreto de un derrame es complicado debido a los cientos de componentes que forman el crudo y sus derivados. Por ello, la descripción de los parámetros específicos de cada componente es muy importante, ya que el grado de toxicidad dependerá de ellos, siendo por lo general los componentes más solubles los más tóxicos.

f) Dispersión natural

Normalmente, y en condiciones de marejadilla a marejada, los hidrocarburos líquidos se dispersarán en forma de pequeñas gotas. Estas gotitas se dispersarán por las capas superiores del mar y quedarán suspendidas en el agua o ascenderán y volverán a la superficie, todo ello dependiendo de la diferencia de densidad entre los hidrocarburos y el agua y del tamaño de las gotitas (OMI, 2005). La formación de pequeñas gotitas de hidrocarburos hace que aumente enormemente la superficie de contacto entre el agua y los hidrocarburos acelerando así la degradación de los hidrocarburos por parte de microorganismos.

La velocidad de la dispersión natural, junto con la evaporación, determinan en gran parte la persistencia de los hidrocarburos sobre la superficie del mar. La dispersión natural reduce el volumen de los hidrocarburos existentes en la superficie del mar así como la pérdida por evaporación, pero no produce cambios en las propiedades físico-químicas del material derramado, como si lo hace la evaporación. La mayor parte de las pequeñas manchas de hidrocarburos más ligeros desaparecerán del mar en pocas horas por este proceso de dispersión natural, siempre que haya una acción suficiente de las olas.

g) Oxidación

Al combinarse el petróleo con el oxígeno atmosférico se produce fenómenos de oxidación que van a contribuir a la degradación del petróleo derramado (Silos, 2008). Como esta reacción ocurre en superficie, su efecto será mayor cuando el derrame se ha extendido en forma de una película delgada, aunque este fenómeno es lento comparado a los anteriores, ya que solo puede penetrar una pequeña cantidad de oxígeno en la mancha de petróleo.

A su vez la oxidación origina compuestos que son más solubles y que terminaran disueltos en la columna de agua.

La tasa de oxidación depende de varios factores:

- Presencia de sales minerales en el agua.
- Presencia de metales.
- Presencia de compuestos sulfurosos en el petróleo.

Por otra parte la acción de los rayos ultravioletas de la luz solar produce la denominada oxidación fotoquímica que puede provocar una degradación de hasta un 1% diario, dependiendo de la intensidad de la temperatura.

h) Emulsión

La emulsificación es un proceso por el cual un líquido se dispersa en otro en forma de pequeñas gotitas, es decir, como una suspensión (Silos, 2008).

En el caso del petróleo pueden formarse dos tipos de emulsiones:

- Petróleo en agua
- Agua en petróleo

En ambos casos va a ser el oleaje el responsable del fenómeno, pero sus propiedades son muy distintas.

h.1 Hidrocarburo en agua

Estas emulsiones se dispersan de forma muy rápida por la acción de las corrientes marinas y el oleaje. Desde el punto de vista de la degradación de la mancha, la formación de este tipo de emulsiones a veces es beneficiosa ya que acelera los procesos de disolución, foto-oxidación y biodegradación.

Existen unos agentes denominados “de acción superficial” que favorecen la formación de este tipo de emulsiones y les da cierta estabilidad, favoreciendo la dispersión. Si faltan, las gotas de petróleo formadas por el oleaje tienden a integrarse de nuevo en la mancha, y por ello se les suele añadir en forma de dispersantes a la hora de combatir el derrame.

h.2 Agua en hidrocarburo

Se forman cuando se mezcla el agua con petróleos de alta viscosidad o de naturaleza asfáltica. Son muy persistentes y estables y pueden durar meses después del derrame.

Si el contenido de agua oscila entre el 30 y el 50 %, la emulsión fluye como si fuera petróleo, pero si el contenido en agua está entre el 50 y el 80% normalmente tendrán una viscosidad mayor que la del petróleo a partir del cual se han formado. El contenido de asfáltenos va a ser determinante a la hora de fijar la estabilidad de la emulsión, de forma que aquellos que contengan más de un 0,5 % de asfáltenos producirán emulsiones estables.

El estado de la mar juega un importante papel a la hora de que se produzca este fenómeno, por lo que con mares en calma el proceso disminuye considerablemente.

La formación de las emulsiones puede incrementar el volumen del derrame hasta cinco veces la cantidad vertida, y si llegan a la costa y se adhiere la arena o las rocas, se producirá la evaporación del agua quedando los grumos alquitranados de muy difícil limpieza.

i) Sedimentación

Este proceso tiene lugar cuando el petróleo derramado se hunde.

Puede suceder por dos mecanismos. El primero de ellos acaece cuando la acción de diversos fenómenos meteorológicos y naturales provocan un incremento de su densidad respecto al agua, aunque son muy pocos los crudos que logran alcanzar un aumento de densidad suficiente para hundirse (Silos, 2008).

El segundo ocurre cuando las partículas sólidas existentes en suspensión en la columna de agua se adhieren al petróleo aumentando su densidad.

El aumento de la densidad del petróleo por evaporación es solo efectivo en aguas abiertas, siempre que su densidad sea muy cercana a la del agua de la mar, y porque hay muy pocas partículas en suspensión.

Por ello en aguas abiertas algunos crudos pesados y las emulsiones de agua en hidrocarburo son los que más fácilmente se hundirán, ya que necesitan de pocas partículas para que su densidad supere a la del agua circundante. Lo mismo ocurre con los conglomerados de alquitrán formados por la agregación de hidrocarburos viscosos de elevado peso molecular.

Por el contrario en zonas cercanas a la costa donde el sedimento en suspensión es importante, la tasa de sedimentación aumentará de forma notable, sobre todo si se trata de aguas con baja salinidad (desembocadura de ríos, marismas etc.).

j) Biodegradación

El proceso que termina por limpiar del medio marino un derrame de petróleo, es el denominado biodegradación (Silos, 2008).

Es un proceso muy lento y se produce por la acción de bacterias marinas, hongos, levaduras y otros organismos que utilizan el petróleo como fuente de energía, existiendo más de doscientas especies que pueden degradar compuestos de hidrocarburos de hasta 40 átomos de carbono, aunque hay algunos tipos que son resistentes a dichos ataques.

La tasa de biodegradación depende de los siguientes factores:

- Contenido de nutrientes (nitrógeno, fósforo).
- Oxígeno en disolución.
- Temperatura.
- Salinidad.

- Área superficial del derrame.
- Composición y tamaño de la población microbiana. Ésta suele ser mayor en zonas contaminadas por vertidos y desechos industriales.

En condiciones óptimas de aguas bien oxigenadas y que se encuentren en una gama de los 20 a los 30 grados de temperatura, las bacterias pueden descomponer una cantidad de petróleo de hasta 2 g/m² diarios, tasa que es mucho inferior si la temperatura es cercana a los 10°C, y nula para temperaturas inferiores.

Como la biodegradación no es sino un proceso de oxidación, donde los organismos utilizan el oxígeno disuelto en el agua o atmosférico para metabolizar el crudo, éste se acelera por la acción del oleaje y las corrientes que aportan mayor oxígeno a la mancha, pues se ha estimado que para la degradación de un litro de petróleo crudo se necesita el oxígeno disuelto en 400.000 litros de agua de mar.

Las emulsiones son muy difíciles de degradar, ya que las bacterias encuentran muy difícil disolver el oxígeno necesario para completar el proceso.

1.1.8 Efectos de los derrames de petróleo sobre el ambiente

Los derrames de hidrocarburos afectan profundamente a la fauna y vida del lugar, razón por la cual la industria petrolera debe cumplir con la legislación vigente, normas y procedimientos estrictos en materia de protección ambiental (Muñoz & Kann, 2011).

La contaminación por petróleo es ocasionada accidental o deliberadamente desde diferentes fuentes, una gran proporción de la contaminación del mar se debe a los desechos generados por millones de barcos que recorren diariamente los mares. Se calcula que alrededor de 1500 millones de toneladas al año son transportadas a través de los mares y que en el proceso de carga y descarga se pierde el 0.1 % de ese petróleo. Además, es práctica común que los tanques cisterna utilicen como lastre agua de mar y la regresen contaminada con petróleo. Otros buque - tanques bombean el petróleo de desecho al mar en forma de desperdicio. Se calcula que por estas dos formas se arrojan al mar 3.5 millones de toneladas de petróleo. Otra forma de contaminación por petróleo del mar proviene de la perforación de pozos de gas y petróleo en las aguas costeras y de las fugas de las tuberías subacuáticas. En la explotación del petróleo se derrama cerca de la mitad en el área de perforación lo que implica grandes pérdidas y contaminación del aire, agua y

suelo. La manera tradicional de extraer o recuperar el petróleo es mediante bombeo con agua lo cual representa una pérdida considerable de agua.

Cuando se produce un derrame de petróleo no sólo se mueren gran cantidad de peces, aves y otras especies de pequeña dimensión y que no son visibles para nuestra vista. Como las ciudades toman el agua de los ríos o los mares, muchas poblaciones son también víctimas de posibles contaminaciones

Hay especialistas que opinan que la relación entre estos accidentes y la contaminación del mar está un poco exagerada, ya que casi el 50 % del petróleo que llega a los mares y los océanos proviene de tierra firme, del que es arrojado al suelo por las personas en las ciudades y en zonas industriales que luego son arrastrados por las corrientes fluviales hasta terminar en los océanos

La contaminación de las playas por petróleo causa serios problemas económicos a los habitantes de las costas porque pierden ingresos por la actividad pesquera y la turística.

Las playas contaminadas por petróleo requieren de al menos un año para su recuperación, cuando tienen corrientes y olas fuertes, pero las playas que no tienen estas características tardan varios años en recuperarse. Los estuarios y marismas sufren el mayor daño y no pueden limpiarse eficazmente.

Gran parte de los ecosistemas afectados por la exploración y explotación de hidrocarburos cuentan con formas de vida muy diversas y de gran complejidad.

Los efectos dañinos del petróleo en los organismos vivos pueden dividirse en los que son primariamente físicos, y los que son primariamente químicos. Los efectos físicos vienen causados por el recubrimiento de los organismos o de su ambiente inmediato con petróleo. Esto se observa muy claramente cuando las aves acuáticas quedan cubiertas de petróleo. Al recubrir las plumas, el petróleo destruye su capacidad aislante, reduce la flotabilidad en el agua e impide el vuelo, en otros organismos, el recubrimiento de petróleo, puede causar la muerte por asfixia. Las películas de petróleo existentes en la superficie de las aguas naturales reducen la transmisión de luz y, por consiguiente la producción primaria fotosintética. Estas películas también retardan la absorción de oxígeno por el agua, y, por consiguiente, causan la disminución de oxígeno disuelto y la muerte de muchos organismos.

Los efectos del petróleo pueden relacionarse con los componentes implicados.

Los hidrocarburos saturados de bajo punto de ebullición pueden producir narcosis y anestesia en muchos animales inferiores. Los hidrocarburos aromáticos son aún más tóxicos y entre ellos podemos mencionar al benceno, el tolueno, el naftaleno y el fenantreno. Todos estos compuestos, causan irritación local del sistema respiratorio y excitación o depresión del sistema nervioso central, algunos pueden ser mutagénicos, carcinógenos o teratogénicos, en especial los aromáticos policíclicos. Los hidrocarburos aromáticos y saturados de alto punto de ebullición pueden no ejercer mucha toxicidad directa, pero pueden interferir en las respuestas de los organismos acuáticos a los estímulos químicos, por ejemplo, agentes de atracción sexual.

Puesto que muchos de los componentes del petróleo son químicamente estables, y no se metabolizan o son excretados una vez que han sido absorbidos, están sujetos a la amplificación de las cadenas tróficas. De esta manera, pueden dar sabores desagradables a los alimentos consumidos por el hombre o hacer que estos sean tóxicos.

a) Efectos fóticos

- La falta o disminución de la entrada de luz en el mar a causa de manchas de petróleo imposibilita o reduce el área donde es posible la fotosíntesis y, por tanto, el desarrollo de plantas verdes (Muñoz & Kann, 2011).
- El 80 % de la actividad fotosintética y de absorción de energía solar se produce en los diez primeros metros de la superficie marina. Ello indica la importancia de la entrada de la luz para mantener las comunidades fotosintéticas de los fondos marinos.
- La falta o disminución de plantas fotosintéticas reduce el aporte de oxígeno y alimento al ecosistema.
- La pérdida de extensión en la distribución de algas y fanerógamas limita las zonas que proporcionan cobijo a miles de especies marina. Estos lugares son utilizados por los alevines de los peces como zonas de alimento mientras son subadultos.
- El fitoplancton es a su vez el alimento del zooplancton, que además de microorganismos está formado por larvas de peces, moluscos, crustáceos, etc. por tanto al faltar fitoplancton, el zooplancton muere y con él se interrumpe el crecimiento de un importante número de especies, al tiempo que se deja sin alimento a un gran número de animales marinos.

b) Efectos tóxicos

- Las aves que quedan impregnadas de petróleo pierden o ven reducida su capacidad de aislarse del agua pudiendo morir por hipotermia (Muñoz & Kann, 2011). Al intentar limpiarse el plumaje, con el pico, ingieren grandes cantidades de hidrocarburos por lo que se envenenan.
- Tras desaparecer el petróleo de la superficie, el agua presenta una falsa apariencia limpia, dado que queda cristalina por la muerte del fitoplancton y fauna marina que enturbia el agua.
- Los mamíferos marinos pueden sufrir el taponamiento de sus vías respiratorias o daños en el tracto respiratorio y su mucosa por efecto de los contaminantes químicos. También ingieren grandes cantidades de hidrocarburos por alimentarse de animales contaminados.
- Los quimiorreceptores de muchas especies marinas detectan el petróleo en el agua y les hacen variar sus migraciones y movimientos con lo que, determinadas especies, desaparecen o no se acercan al lugar.
- El petróleo se deposita sobre los fondos marinos matando o provocando efectos subletales sobre miles de animales y plantas vitales para el ecosistema.
- Las algas de los fondos o de las orillas quedan cubiertas por una fina película aceitosa que dificulta la fotosíntesis y respiración.
- Los efectos subletales sobre los animales marinos pueden abarcan deformaciones, pérdida de fertilidad, reducción del nivel de eclosión de huevos, alteración en su comportamiento y gran cantidad de efectos derivados de la toxicidad del vertido.
- Los mejillones y otros moluscos que se adhieren a las rocas u objetos pierden su capacidad de adhesión y caen al fondo, perdiendo su capacidad de alimentarse.
- Las especies filtradoras ingieren gran cantidad de tóxicos, y mueren o se convierten en no aptas para el consumo humano, como consecuencia de la bioacumulación.

c) Otros efectos

- El ruido provocado por las operaciones de exploración y explotación de crudo en los mares provoca la desaparición de las especies más sensibles a

las perturbaciones sonoras (Muñoz & Kann, 2011). En numerosas zonas se ha podido comprobar la desaparición de cetáceos, como la marsopa o el delfín mular.

- Parte del petróleo que termina en los mares se evapora y pasa a convertirse en partículas que pueden introducirse en el cuerpo de los organismos a través de las vías respiratorias o la piel.
- Algunos hidrocarburos policíclicos aromáticos son fototóxicos, por lo que ciertos compuestos derivados del petróleo pueden convertirse en compuestos más tóxicos tras la foto-oxidación.
- Se acumula en hábitats acuáticos de baja energía como lagunas y pantanos, produciendo trastornos en la integridad del ecosistema.
- En sedimentos pueden incorporarse y recontaminar la columna de agua, así como producir efectos a largo plazo en las comunidades bentónicas.
- Permanece inalterado y tóxico por debajo de la capa superficial aeróbica, ya que allí el proceso de degradación es muy lento.
- El petróleo ingresa desde su inicio en las cadenas alimenticias a través del zoo y fitoplancton.
- En aves acuáticas se produce alteraciones fisiológicas por ingestión crónica de agua contaminada, incluyendo aceleración de la función hepática para eliminar el petróleo ingerido, debilidad general, pérdida de flotabilidad, por lo que se ahogan, las plumas pierden la capacidad aislante por lo que están más expuestas a cambios climáticos. Son presa fácil de predadores porque su movilidad se altera.
- Mortalidad en huevos de aves a concentraciones de 20 ppb, producida por contaminantes traído por las hembras al nido junto con los alimentos.

1.1.9 El coco

El coco es una drupa, cubierto de fibras, de 20 a 30 cm de longitud en forma ovoidal, pudiendo pesar hasta 2.5 kg. Está formado por una cáscara externa amarillenta y fibrosa (mesocarpio) y otra interior dura, vellosa y marrón (endocarpio) que tiene adherida la pulpa (endospermo), que es blanca y aromática. La pulpa blanca es comestible conteniendo en su cavidad central un líquido

azucarado conocido como agua de coco. La cosecha de coco se recoge después de 45 días. (Coco Ecured, 2014).

Pertenece a la familia de las Palmáceas, del cocotero que es la palmera más cultivada e importante a nivel mundial. A partir de esta planta, se obtiene una gran diversidad de productos, siendo una fuente de alimento, bebida, abrigo, etc. La copra sin procesar es el principal producto exportado desde las distintas zonas de cultivo, seguida del coco desecado. (Conacoco, 2004).

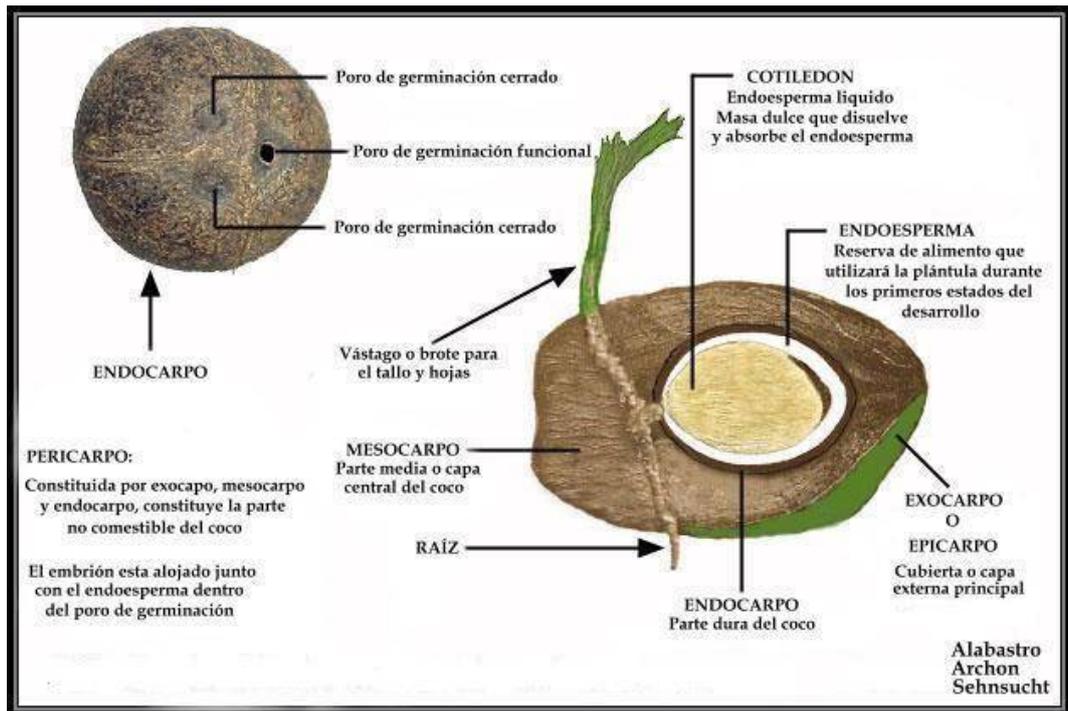


Figura 3. Estructura del coco. Recuperado de: <http://archivo.infojardin.com/tema/partes-de-un-coco.381891/>

a) Clasificación taxonómica:

- ❖ **Clase** : Angiospermeae
- ❖ **Subclase:** Monocotiledóneas
- ❖ **Orden** : Areca
- ❖ **Familia:** Arecaceae
- ❖ **Subfamilia** : Cocoideae
- ❖ **Género:** Cocos
- ❖ **Especie:** Nucífera

Según Naturvida, Contenidos Digitales (2008 – 2014), respecto del coco considera lo siguiente:

Al coco se lo ha clasificado como un “alimento funcional”, ya que suministra muchos beneficios para la vida del ser humano, especialmente cuando es consumido de manera ocasional. Esto es así porque enriquece la dieta con una serie muy interesante de sustancias nutritivas, al ser una fruta muy rica en hierro y potasio, y en definitiva en aquellas sales minerales que participan en la propia mineralización de los huesos, como pueden ser el calcio, el fósforo o el magnesio. También es interesante su contenido en fibra, lo que confiere al coco propiedades ciertamente laxantes, ayudando a su vez a reducir y bajar el colesterol alto y a controlar el azúcar en sangre, siendo igualmente ideal para diabéticos. En lo que se refiere a las distintas vitaminas que posee esta fruta, destaca la vitamina E, como sabemos de importante acción antioxidante

b) Composición del coco

La composición del coco varía a medida que éste madura. La grasa constituye el principal componente tras el agua y es rica en ácidos grasos saturados, por lo que su valor calórico es el más alto de todas las frutas. Aporta una baja cantidad de hidratos de carbono y menor aún de proteínas.

Así mismo, el coco es rico en sales minerales que participan en la mineralización de los huesos (magnesio, fósforo, calcio) y en potasio. En cuanto a otros nutrientes, destaca su aporte de fibra, que mejora el tránsito intestinal y contribuye a reducir el riesgo de ciertas alteraciones y enfermedades. El magnesio se relaciona con el funcionamiento de intestino, nervios y músculos, forma parte de huesos y dientes, mejora la inmunidad y posee un suave efecto laxante. El fósforo participa en el metabolismo energético. El potasio es necesario para la transmisión y generación del impulso nervioso, para la actividad muscular normal e interviene en el equilibrio de agua dentro y fuera de la célula. Destaca además su contenido de vitamina E, de acción antioxidante y de ciertas vitaminas hidrosolubles del grupo B. A continuación en la Cuadro N° 02 se da conocer la composición del coco, así mismo en el Cuadro N° 03 su valor nutricional.

Tabla 3.
Composición del coco.

Composición del coco	Composición de la copra
15 % Cáscara	65% Aceite
43% Fibra	17.5% Agua
30% Copra	17.5% Pasta
12% Agua de coco	

Fuente: Zamora A. (1976)

Tabla 4.
Valor nutricional por cada 100 g de pulpa.

Energía 350 kcal 1480 kJ	
Carbohidratos	15.23 g
• Azúcares	6.23 g
• Fibra alimentaria	9 g
Grasas	33.49 g
• Saturadas	29.70 g
• Monoinsaturadas	1.43 g
• Poliinsaturadas	0.37 g
Proteínas	3.3 g
• Tiamina (Vit. B1)	0.066 mg (5%)
• Riboflavina (Vit. B2)	0.02 mg (1%)
• Niacina (Vit. B3)	0.54 mg (4%)
• Ac. Pantoténico (B5)	0.3 mg (6%)
• Vitamina B6	0.054 mg (4%)
• Ac. Fólico (Vit. B9)	26 µg (7%)
• Vitamina C	3.3 mg (6%)
• Calcio	14 mg (1%)
• Hierro	2.43 mg (19%)
• Magnesio	32 mg (9%)
• Fósforo	113 mg (16%)
• Potasio	356 mg (8%)
• Zinc	1.1 mg (11%)

Fuente: Base de datos de nutrientes de USDA. Recuperado de: <http://jwww.usda.gov/EnEspañol/>

Algunos estudios realizados sobre las propiedades del agua de coco han demostrado que las citoquininas que se encuentran entre sus componentes, tienen grandes propiedades antioxidantes, anticancerígenas y antitrombóticas. A su vez, otros estudios han indicado que posee propiedades antivirales, antibacterianas y antiinflamatorias. (Fernández, 2014).

“El agua de coco, se consume como una bebida refrescante en la mayoría de los países productores de coco. El creciente interés del consumidor por este producto, como bebida refrescante, ha ampliado considerablemente sus oportunidades en el mercado”. (FAO, 2012).

Según nos indica (Taffin, 1998)

A partir del coco fresco se puede obtener diferentes subproductos, dependiendo del grado de madurez y del procesamiento:

- Coco tierno: Se cosecha a los 8 o 9 meses cuando el agua casi llena la cavidad interna. Su uso principal es justamente el agua, como una bebida refrescante y rehidratante. De igual forma se consume en forma fresca la carne, que tiene textura gelatinosa.
- Coco maduro: Su producto principal es la carne que es extraída y consumida en su forma natural.
- Leche de coco: Se obtiene al presionar la carne de coco, sin adición al agua. Contiene más grasa que la leche de vaca y menor contenido de proteínas. Se utiliza para la cocina y como ingrediente en bebidas.

1.1.10 Fibra de coco

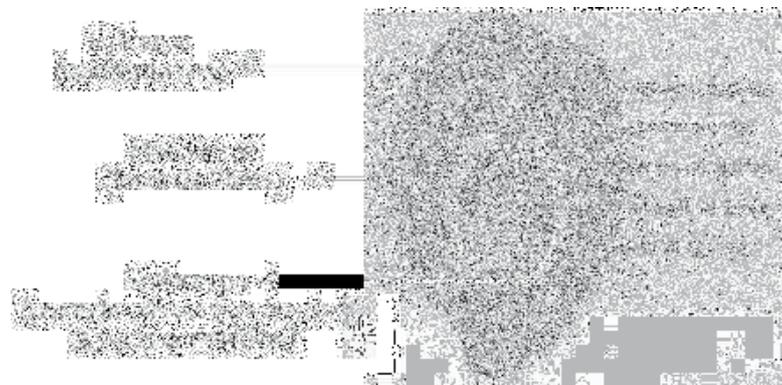


Figura 4. Corte longitudinal del coco.

Fuente: Erhardt Ferreiro Eta., 2003.

La fibra de coco, se extrae de la cáscara que se encuentra entre la capa dura externa llamada Epicarpio y la interna llamada endocarpio, miden hasta 35 centímetros de largo y un diámetro aproximado de 12 a 25 micras.

“Entre las fibras vegetales, esta tiene una de las más altas concentraciones de lignina, que lo hace más fuerte pero menos flexible que el algodón e inadecuado para teñir.” (Posada 2009).

(Mora, 1999). Afirmó lo siguiente:

La fibra de coco constituye un excelente sustrato, por su buena capacidad de retención de humedad, ofreciendo grandes ventajas para la mezcla con otros sustratos. En Costa Rica en los últimos tiempos se ha iniciado la producción de este sustrato, sin embargo faltan algunos controles en la calidad, ya que existen materiales derivados de fibra “joven” que se ofrece a la venta sin previo tratamiento en la eliminación de sustancias tóxicas. La fibra de coco empleada en hidroponía debe tener una alta relación carbono/nitrógeno para que se mantenga estable químicamente en el sustrato. (p.97).

La fibra de coco debe ser clasificada por el grado de madurez del fruto de coco, ya que mientras más maduro esté el fruto, la fibra es de color café claro y es más rígida debido al contenido de lignina en su estructura. En el caso de la fibra del fruto verde es más flexible de color blanco pero esta es más susceptible a daño por microorganismos dado que contiene mayor humedad. La fibra de coco es la única fibra de natural relativamente resistente a los daños provocados por el agua salada (Martínez, 2009).

Según publicaciones de la (FAO, 2014):

Hay dos tipos de bonote: la fibra marrón, usada más comúnmente, que se obtiene de los cocos maduros, y la fibra blanca, más fina, que se extrae de los cocos verdes inmaduros luego de humedecerlos por un periodo de hasta 10 meses. En comparación con el lino y el algodón, las fibras del bonote maduro contienen más lignina, un producto químico leñoso complejo, y menos celulosa. (sp).

“La fuerza de tracción de esta fibra es más baja comparada con la del abacá, pero tiene buena resistencia a la acción microbiana.” (Curley, 1963)

La fibra de coco, es un material ampliamente utilizado para superar el problema de la erosión ya que los geotextiles hechos con malla del mismo contribuyen a la repoblación forestal ya que absorben el agua e impiden que la capa superficial del suelo se seque. (FAO, 2014)



Figura 5. Geotextiles de cuerda de estopa de coco.
Fuente: Quintanilla, 2010

Los geotextiles de bonote tienen una capacidad natural para retener la humedad y proteger contra la radiación solar. Al igual que los suelos naturales, y a diferencia de los materiales geosintéticos, protegen adecuadamente el suelo durante un período de hasta tres años, permitiendo el arraigo de la vegetación natural (FAO, 2014)

“Normalmente, el bonote blanco convertido en hilo se usa en la manufactura de sogas y, gracias a su fuerte resistencia al agua salada, en redes de pesca.” (FAO, 2014).



Figura 6. Productos derivados de la estopa de coco.
Fuente: (Quintanilla, 2010)

El bonote marrón es más fuerte y se usa más ampliamente que el bonote blanco. Entre sus aplicaciones figuran la tela de embalaje, cepillos, felpudos, tapices, colchones, paneles de aislamiento y empaques. (Coir Fiber Products, 2012).

Uno de los beneficios ambientales del coco, es que este, es un material que se utiliza ampliamente, para superar el problema de la erosión. Cuando es tejido en geotextiles, se colocan, en zonas con necesidad de control de la erosión que promueve la nueva vegetación, mediante la absorción de agua y la prevención de la parte superior del suelo. (FAO, 2014).

La fibra de coco por su resistencia y durabilidad es un material es un material adecuado para el mercado de la construcción, para ser utilizado como material de aislamiento térmico y acústico.

Según publicaciones de la (FAO, 2014):

El reconocimiento de la fibra de coco, para una vegetación sostenible, y el control de la erosión, surge del hecho, de que es un recurso natural abundante, renovable, con una velocidad de descomposición extremadamente baja y una alta resistencia, en comparación con otras fibras naturales. La fibra, se utiliza en textiles gruesos, que se aplican como mantas en el suelo en las zonas propensas a la erosión.

Los geotextiles, hechos de fibra de coco, son duraderos, absorben el agua, y son muy resistentes a la luz del sol, facilitan la germinación de las semillas, y son 100% biodegradables. Estas mantas, tienen una gran resistencia y un ritmo lento de degradación que las hace durar varios años en aplicaciones sobre el terreno.

Los geotextiles de fibra de coco, tienen una habilidad natural para conservar la humedad y proteger de la radiación solar, al igual que el suelo natural, y, a diferencia de los materiales geosintéticos, proporciona un buen soporte se suelo para un máximo de tres años.

La fibra de coco, se utiliza ampliamente en la industria de la tapicería, y es, un sustituto saludable para el caucho sintético procesado. También se utiliza, como una combinación con caucho natural, para llenar colchones, asientos de automóviles, sofás, sillones, y sistemas de asientos. Los productores europeos de

automóviles, tapizan coches, con almohadillas de fibra de coco marrón unido con látex de caucho. Se utiliza para el aislamiento térmico y encuentra aplicación en paneles, cámaras frigoríficas, industria alimentaria, etc. (FAO, 2015).

Los cocos verdes, que son cosechados después de aproximadamente seis a doce meses en la planta, son los que contienen más fibras blancas flexibles. (Conacoco, 2004).

La fibra marrón, se obtiene, por la recolección de cocos totalmente maduros, cuando la capa nutritiva, que rodea la semilla está lista para ser procesada en copra y coco seco. La capa fibrosa de la fruta entonces es separada de la cascara dura manualmente conduciendo la fruta hacia abajo sobre un punto para partirlo (descortezamiento), un husker (máquina operada manualmente para descascarar coco) bien operado puede separar 2000 cocos por día. En la actualidad existen máquinas mecánicas, aplastan la fruta entera, para dar las fibras sueltas, estas máquinas pueden hacer hasta 2000 cocos por hora (Muñoz, 2012).

A pesar de ser material orgánico, su descomposición es muy lenta debido a su elevado contenido de lignina (45%). Es un material duro de descomponer. En Holanda donde se inició su utilización se ha reportado una vida de 8 a 10 años, sin embargo en el Ecuador en los cultivos donde se ha utilizado se han proyectado para una vida útil de 4 a 6 años. (Calderón F, 2001).

La fibra de coco es en sí un sustrato de calidad con propiedades únicas de naturaleza orgánica, sostenible y renovable. Las raíces sanas significan plantas sanas, no importa lo que está creciendo. Podría ser el medio de cultivo perfecto, ya que posee las cualidades que la mayoría de las plantas demandan:

- Drenaje
- La retención de la humedad
- Aireación
- pH neutro

Tabla 5.
Características químicas de la fibra de coco.

Parámetro	Valor	Unidad
pH	7	
Conductividad eléctrica	2.15	mS/cm
Nitrógeno total	0.51	%
Fósforo total P ₂ O ₅	0.20	%
Potasio total K ₂ O	0.60	%
Calcio total CaO	1.40	%
Magnesio total MgO	0.20	%
Sodio total	0.187	%
Hierro total Fe	0.206	%

Fuente. Nichols, 2009

El uso de la fibra de coco, no tan sólo garantiza las mejores resultados hortícolas sino que reduce la destrucción que se obtiene de los pantanos y de los humedales, asimismo asegura los ingresos que se consiguen para las zonas rurales de los países que se encuentran en desarrollo de la venta de coco y elimina un residuo que genera contaminación (Curley, 1963).

Los ensayos realizados por los agricultores han demostrado que puede mejorar el enraizamiento en las mezcla a base de turba con fibra de coco.

La marca de sustratos (PRO – MIX) asegura lo siguiente:

Otras propiedades que hacen que la fibra de coco sea un ingrediente adecuado para la mezcla con turba de Sphagnum para sustratos de cultivo hortícolas incluyen:

- *La fibra de coco tiene un pH moderado – cerca de 6,0.*
- *Excelente humectación y capacidad re – humectante (fibra de coco no tiene cutina cerosa para repeler el agua).*
- *Excelente capacidad de retención de aire y agua a la capacidad del recipiente*
- *Cuando se mezclan en un 20% o 30%, la fibra de coco puede reducir medios de contracción de las paredes del recipiente con el secado, por lo que el agua no se logra canalizar a los lados cuando los medios de comunicación en seco son de regadío.*
- *Las fibras de coco tienen una alta proporción de lignina de la celulosa. Por lo tanto, es altamente resistente a la descomposición física cuando*

se maneja en las máquinas de llenado y macetas planas, exhibe significativamente menor contracción en crecimiento de recipiente y mantiene un aire favorable para el equilibrio de agua en la zona radicular durante un largo periodo de tiempo.

- *Las cáscaras de coco se pueden cortar en el tamaño específico de partículas uniformes.*

La fibra de coco es durable y fuerte con las propiedades adecuadas para ser hilada y tejida. También se utilizan para la pendiente y la estabilización del canal, arroyo y estabilización de las riberas del río, la construcción de humedales, embalses, estanques de detención, carretera y ferrocarril, las operaciones mineras y vertederos, la capacidad de adsorción de hidrocarburos en derrames de agua, pistas de esquí y pistas de remonte, tuberías, depósitos de plantación a gran altitud, sitios de construcción, etc. Los cocos es uno de los frutos más cultivados en el mundo y contribuyen significativamente a la economía de muchas zonas tropicales. (Conacoco, 2004).

1.1.11 Aplicaciones de la fibra de coco

Dentro de los productos que se pueden obtener con la lámina de fibra de coco aplicando otros procesos tenemos:



Figura 7. Colchones.

Fuente: El rincón del bebé – Gibraleón., 2015



Figura 8. Bases de cama.
Fuente: COCO – MAT S.A., 2011



Figura 9. Muebles/ Sofás/ Sillones.
Fuente: spanish alibaba, 2015



Figura 10. Aislamientos termo acústicos.
Fuente: rssing, 2015



Figura 11. Respaldos para asientos de autos.
Fuente: aviescarabajo, 2009



Figura 12. Chalecos antibalas.
Fuente: GYL SYSTEMS, 2005

1.2 ADSORCIÓN

El proceso de adsorción fue observado primeramente en gases en el año 1773 por C. W. Scheele y luego para las soluciones por Lowitz en el año 1785; actualmente se reconoce como un fenómeno importante para la mayor parte de los procesos físicos naturales, biológicos y químicos. La adsorción sobre sólidos, particularmente carbón activo, ha llegado a utilizarse ampliamente para la purificación de aguas y aguas residuales (Weber, 1979).

La adsorción implica acumulación en la interfase o la concentración de sustancias en una superficie o interfase. El proceso puede ocurrir en una interfase que separa a las dos fases, tales como líquido-líquido, gas-líquido, gas-sólido o líquido-sólido (Weber, 1979). El material que se concentra en la superficie o se adsorbe se llama adsorbato y la fase que adsorbe se llama adsorbente (Izquierdo, Cunill, Tejero, Iborra, & Fité, 2004).

La adsorción consiste en un aumento de la concentración de algunas especies en la superficie debido a fuerzas de interacción atractivas entre los átomos de la superficie del sólido y las moléculas del gas o iones de la solución en contacto con la superficie. Dado que hay más de una fase presente el sistema es heterogéneo y a la región que separa ambas fases se la denomina interfase. El fenómeno de adsorción está limitado a la superficie expuesta del sólido y se distingue del de absorción pues el adsorbato (especie que adsorbe) no penetra al interior del material. También es importante señalar que el fenómeno de adsorción no se limita a las interfases sólido-líquido o sólido-gas sin embargo estos son los casos más importantes desde el punto de vista de las aplicaciones (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

La adsorción puede realizarse por dos vías: por contacto, a base de mezcla y agitación, o por percolación en columna. En el primer caso, el adsorbente deberá estar pulverizado para que el contacto sea máximo. En el segundo, el adsorbente deberá estar granulado, para poder percolar en la columna; en esta sólo es activa una parte, la zona de transferencia de materia cuya longitud depende de la velocidad del flujo a través del adsorbente y de la velocidad del proceso (Seoanez, 2004).

Contrariamente, la absorción es un proceso en el cual las moléculas o átomos de una fase interpenetran casi uniformemente en los de la otra fase constituyéndose una “solución” con esta segunda (Weber, 1979).

Cabe distinguir tres tipos de adsorción según que la atracción entre el soluto y el adsorbente sea de Van der Waals (adsorción física o fisisorción), de naturaleza química (adsorción química o quimisorción) o de tipo eléctrico (adsorción por intercambio iónico) (Romero, 2000).

1.2.1 Adsorción Física o Fisisorción

La adsorción física es cuando las fuerzas involucradas son del tipo de Van der Waals, el adsorbato está retenido débilmente sobre la superficie y solamente es necesario elevar la temperatura para remover las especies adsorbidas (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

La adsorción física es generalmente rápida. Es reversible, y alcanza una condición de equilibrio entre el adsorbato adsorbido y el disuelto, inmediatamente después del contacto con el adsorbente. Sin embargo, cuando el adsorbente es un sólido poroso o cuando la concentración del adsorbato es pequeña, el contacto total puede estar limitado por procesos difusionales u otros procesos de transporte; entonces, el alcance de equilibrio también es demorado (Romero, 2000).

La adsorción física tiene un gran interés en la catálisis por sólidos, pues proporciona un método de medida de áreas superficiales de catalizadores, de determinación de tamaño de poros y de la distribución de los mismos (Izquierdo, Cunill, Tejero, Iborra, & Fité, 2004).

En una adsorción física el adsorbato puede removerse de la superficie (desorción) sin producir ningún cambio en la estructura del adsorbente (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

1.2.2 Adsorción Química o Quimisorción

En la adsorción química la interacción entre el adsorbente y el adsorbato es mucho más fuerte y se llega a la formación de un verdadero enlace químico entre los átomos de la superficie del adsorbente y los del adsorbato. En este caso la adsorción es marcadamente irreversible (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

La adsorción química se asemeja a una reacción química y requiere una transferencia de electrones entre adsorbente y adsorbato. La importancia de la quimisorción es capital pues casi todas las reacciones catalizadas por un sólido requieren, como etapa intermedia en el proceso global, la quimisorción de uno o más reactantes. Identificar y conocer cómo se comportan las especies quimisorbidas es básico para comprender los mecanismos catalíticos reales. Asimismo, la quimisorción es la base de una técnica de determinación del área específica de un componente particular del catalizador, por ejemplo un metal, a diferencia del área específica total que se determina por adsorción física (Izquierdo, Cunill, Tejero, Iborra, & Fité, 2004).

En la desorción de una especie quimisorbida, en general, se produce alguna alteración en la estructura de la superficie del adsorbente (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

1.2.3 Adsorción por Intercambio iónico

La adsorción por intercambio iónico, a menudo se le llama adsorción por intercambio, es un proceso mediante el cual los iones de una sustancia se concentran en una superficie como resultado de la atracción electrostática en los lugares cargados de la superficie. Se debe a la atracción eléctrica entre el adsorbato y la superficie del adsorbente, en donde los iones de un contaminante se concentran sobre sitios de carga eléctrica opuesta sobre la superficie del adsorbente. Para dos adsorbatos iónicos posibles, a igualdad de otros factores, la carga del ión es el factor determinante en la adsorción de intercambio. Para iones de igual carga, el tamaño molecular (radio de solvatación) determina el orden de preferencia para la adsorción (Romero, 2000).

1.2.4 Efecto hidrofóbico

La adsorción de una molécula de soluto orgánico sobre la superficie de un sólido puede implicar los siguientes pasos:

- Eliminación de la molécula de soluto de la disolución.
- Eliminación del disolvente de la superficie sólida.
- Unión del soluto a la superficie del sólido.

La energía neta de la interacción de la superficie con el adsorbato puede originar fuerzas químicas de corta alcance, como enlaces covalentes, enlaces hidrofóbicos, enlaces de hidrógeno o efectos de orientación (estéricos), y fuerzas de largo alcance como las fuerzas de atracción electrostáticas o de Van der Waals (Marín, 2003). Las sustancias hidrofóbicas que son poco solubles en agua tienden a adsorberse en las superficies sólidas. Los dipolos y grandes iones orgánicos se acumulan preferencialmente en la interfase sólido-agua, básicamente porque sus partes hidrocarbonadas tienen baja afinidad por la fase acuosa. Los iones simples inorgánicos, incluso si son atraídos por la superficie de un coloide, pueden permanecer en disolución porque se encuentran fuertemente hidratados.

Estas consideraciones explican la regla cualitativa de que los adsorbentes polares adsorben preferencialmente los componentes más polares de disoluciones no polares, mientras que las superficies no polares adsorben preferentemente los componentes menos polares de una disolución polar. Una consecuencia adicional del efecto hidrofóbico es la regla de Traube: la tendencia de disoluciones acuosas a adsorber sustancias orgánicas crece sistemáticamente con el peso molecular en una serie homóloga de solutos.

Las sustancias hidrofóbicas, como los hidrocarburos, son solubles en muchos disolventes no polares y poco solubles en agua; así, estas sustancias tienden a reducir su contacto con el agua y prefieren entornos menos polares. Muchas moléculas orgánicas (jabones, detergentes, alcoholes de cadena larga, etc.) son de naturaleza dual, esto es, contienen partes hidrofóbicas e hidrofílicas: son anfipáticas, lo que ocurre en una interfase aceite-agua. Estas moléculas tienden a migrar hacia las superficies o interfases de las disoluciones acuosas, además de mostrar tendencia a la auto-asociación o formación de micelas. Esto puede considerarse como el resultado del enlace hidrofóbico. La atracción por entre grupos no polares no es debida principalmente a una afinidad particular por estos grupos, sino por las intensas fuerzas de atracción entre las moléculas de agua que deben romperse cuando un soluto se disuelve en agua. El efecto hidrofóbico es quizás el factor simple más importante en la organización de constituyentes celulares de soporte como membranas y orgánulos.

En resumen, el efecto hidrofóbico puede visualizarse como resultado no de la atracción entre el soluto y la superficie, sino entre las propias moléculas de agua, que dificulta la entrada del soluto hidrofóbico en la fase acuosa.

1.3 SORBENTES DEL PETRÓLEO

Los sorbentes de hidrocarburos comprenden una amplia gama de productos que son utilizados para adsorber los hidrocarburos en lugar del agua (Silos, 2008).

Pueden emplearse solamente como alternativa en algunos casos como pequeñas manchas cuando la recuperación de los hidrocarburos por medios mecánicos no es posible, por ejemplo, en aguas poco profundas o inaccesibles.

Los materiales sorbentes son aditivos que poseen propiedades de absorción y adsorción.

La absorción es la propiedad de capturar cierto volumen fluido dentro de los espacios porosos del aditivo por medio de la acción capilar, osmótica o química incorporándose así al cuerpo del material.

La adsorción es el fenómeno físico de recubrimiento o adhesión de un fluido a la superficie del aditivo sin que se produzca ninguna reacción química, repartiéndose por la superficie del material adsorbente.

La capacidad de estos materiales depende de su naturaleza y de la superficie disponible, superficie que tiene que ser hidrofóbica (repelente al agua) y oleofílica (atractivo de los hidrocarburos).

1.3.1 Propiedades de un sorbente

Un material sorbente utilizado en la lucha contra la contaminación por hidrocarburos, posee las siguientes propiedades (Silos, 2008):

- Alta capacidad de adsorción para diferentes tipos de petróleo.
- Alta capacidad de retención.
- Un valor de gravedad específica tal que el conjunto sorbente / hidrocarburo permanezca a flote.
- Una resistencia mecánica a la compresión adecuada, para evitar que el petróleo se derrame durante la fase de recuperación del sorbente usado.
- Fácil reutilización y /o eliminación.

1.3.2 Clases de sorbentes

a) Materiales adsorbentes inorgánicos sólidos

Los adsorbentes inorgánicos sólidos típicos de petróleo son el talco y otros productos de sílice (Silos, 2008).

Estos materiales tienen unas partículas muy pequeñas por lo que presentan una extensa superficie de adsorción.

El talco natural no tratado, se ha utilizado en la limpieza preliminar de playas, mientras que el talco tratado (que flota) puede utilizarse sobre el agua.

Este material adsorbe hasta 60 partes de peso de petróleo por cada 100 partes de peso de talco.

No obstante la mezcla se retira con bastante dificultad.

b) Materiales adsorbentes inorgánicos porosos

En este grupo podemos citar la perlita, la vermiculita, la lana mineral y la lana de vidrio.

Su efectividad es menor en petróleos viscosos e intemperizados que sobre petróleos livianos.

c) Materiales adsorbentes orgánicos naturales

La turba, el aserrín de madera, desechos del algodón, papel, la fibra de coco, el bagazo de la caña de azúcar y heno son adsorbentes naturales que se han utilizados para retirar el petróleo en las playas o en el agua.

El heno ha sido el más frecuentemente usado debido a su bajo coste y a su carácter inocuo para la vida marina. Tiene una estructura porosa, baja densidad y puede absorber entre 8 y 30 veces su peso en petróleo, dependiendo del tipo de que se trate.

d) Materiales adsorbentes poliméricos sintéticos

Las espumas de poliuretano y polietileno, las fibras de polipropileno y polímeros sintéticos son los materiales que más se han utilizado como adsorbentes de petróleo.

Las espumas típicas pueden absorber hasta 50 veces su peso en petróleo. Tienen la ventaja sobre los materiales naturales de que pueden ser reutilizados y, distribuidos en forma de trozos grandes o tiras largas más fáciles de recoger o remolcar hasta la zona del derrame.

Normalmente se usan en barreras absorbentes como las fregadoras de cuerdas, en las que una cuerda o correa sin fin de espuma o de fibra es pasada de forma continuada a través de la mancha y el petróleo absorbido es removido de la cinta por un exprimidor.

Otros equipos utilizan un material fibroso de lana de polipropileno dentro de una red. De pruebas efectuadas en laboratorio, se obtuvo que cuerdas de 5 cm de diámetro y 20 metros de largo son capaces de remover hasta 50 toneladas de petróleo al día.

1.3.3 Control de un derrame de petróleo con sorbentes

Cuando se utilizan sorbentes para la recolección de los hidrocarburos debemos tener en cuenta las siguientes etapas (Silos, 2008):

- El transporte y la colocación del sorbente en el lugar del derrame.
- La absorción y adsorción del petróleo con el material sorbente dándole el tiempo necesario para que el proceso sea eficiente.
- Recolección del material sorbente empapado en petróleo y su remoción desde el agua o la playa.
- Tratamiento final del sorbente y del petróleo recuperado.

1.3.4 Ventajas de la utilización de sorbentes

Este método es considerado normalmente como un método secundario (Silos, 2008). Sus principales ventajas son:

- Su aparente falta de toxicidad.
- Puede ser aplicado independientemente del espesor de la mancha.
- Reduce la extensión del derrame.
- La facilidad de su uso y disponibilidad.
- Su utilidad en los casos de pequeños derrames en áreas confinadas, donde pueden producirse problemas ecológicos si se utilizan otros métodos.

1.3.5 Desventajas de la utilización de sorbentes

La principal desventaja del uso de sorbentes efectivos, en especial las espumas plásticas y fibras artificiales es su elevado costo (Silos, 2008). Otras desventajas son:

- Solamente son efectivos con crudos de fracciones de baja o media viscosidad.
- Su utilización requiere un número elevado de actuaciones (aplicación, recuperación, exprimido, reutilización o eliminación).
- La necesidad de utilizar barreras u otros equipos de contención para ayudar a la recolección.
- Su gran dependencia de las condiciones meteorológicas.
- Los altos costos asociados a su despliegue y retirada.

Esta hace que en grandes derrames en bahías o derrames moderados en alta mar, la utilización de sorbentes sea inapropiada por las siguientes razones:

- Se necesitaran grandes cantidades de sorbentes, con los problemas asociados de logística y distribución.
- Es difícil extenderlos en grandes áreas.
- Su aplicación se ve afectada de forma muy importante por las condiciones de mar y viento.
- No existen aún métodos eficaces para recolectar y remover del mar grandes volúmenes de sorbentes.

1.3.6 Aplicaciones generales de los adsorbentes

Dado que la utilización de adsorbentes está influenciada por los factores antes expuestos, deberemos tener en cuenta el tipo y naturaleza del petróleo, la naturaleza del adsorbente, las condiciones meteorológicas y los sistemas de extensión y retirada (Silos, 2008).

Pueden utilizarse principalmente en derrames pequeños, en bahías, estuarios o zonas confinadas donde las condiciones del agua son relativamente tranquilas y las corrientes mínimas. Con el uso de barreras puede confinarse el petróleo y limitar el área en el que vamos a utilizarlos y sobre todo pueden jugar un importante papel en lugares donde el uso de dispersante no es apropiado por los efectos ecológicos de estos (Silos, 2008).

Los adsorbentes industriales más utilizados son el carbón activo y las resinas sintéticas. Además de su aplicación en el tratamiento de aguas potables y residuales, la adsorción se utiliza para la recuperación de ciertos productos orgánicos (fenoles, pesticidas, hidrocarburos, etc.) y minerales (Castells, 2000). Normalmente la adsorción es directamente proporcional a la cantidad disponible de superficie sólida, por lo que las sustancias que se utilizan como adsorbentes presentan una gran superficie activa. Así por ejemplo, un gramo de carbón activo presenta un área superficial superior a los 2000 m². Otros adsorbentes son la sílica gel, las zeolitas sintéticas, la alúmina y la bentonita, etc.

Tabla 6.
Tipos y usos de sustancias adsorbentes.

Tipo de adsorbente	Principales usos
Tierra de Fuller	Decoloración de petróleo y aceites comestibles.
Bauxita	Secado de gases y líquidos.
Carbón de huesos	Decoloración de soluciones de azúcar. Decoloración de compuestos orgánicos e inorgánicos.
Carbón activo	Recuperación de disolventes. Eliminación de olores y gases. Purificación de gases.
Alúmina	Secado del aire, y otros gases y líquidos.
Magnesia	Tratamiento de gasolina y disolventes orgánicos.
Tamices moleculares (Zeolitas sintéticas)	Control y recuperación de emisiones de gases. Adsorción selectiva de moléculas polares.
Sílica Gel	Secado y purificación de gases, caretas antigás.
Sulfato de estroncio	Separación de hierro de sus soluciones cáusticas.
Carbones decolorantes	Decoloración de grasas y aceites, desodorización de agua potable
Kieselgurh, dolomía	Refino de aceites, grasas y ceras

Fuente: (Contreras & Molero, 2012).

1.3.7 Factores que influyen en la adsorción

a) Solubilidad

Los efectos observados en las relaciones entre solubilidad y adsorción pueden interpretarse diciendo que, para que la adsorción tenga lugar, es preciso romper una especie de posible enlace entre el soluto y el disolvente. Cuanto mayor es la solubilidad, más fuerte es el enlace soluto-disolvente y menor el grado de adsorción. La adsorción aumenta al disminuir la solubilidad del soluto en el disolvente (Weber, 1979).

En general, la solubilidad de cualquier compuesto orgánico en el agua disminuye al aumentar la longitud de la cadena, debido a que el compuesto es más parecido a un hidrocarburo, por así decirlo, a medida que aumenta el número de átomos de carbono. La adsorción en disolución acuosa aumenta a medida que aumentamos en la serie homóloga; esto se debe principalmente a la repulsión por el agua de las moléculas hidrofóbicas que cada vez son más largas y por tanto nos permite volver a establecer los enlaces agua-agua (Weber, 1979).

La solubilidad de los hidrocarburos en el agua de mar es baja, y es un concepto fundamental desde el punto de vista de la contaminación marina. Esto contrasta con los estudios que se han realizado sobre la solubilidad del agua en los hidrocarburos, que indican separación, fotooxidación, emulsiones, fuerte influencia de las temperaturas, etc. La solubilidad en el agua de mar depende del hidrocarburo de que se trate. En principio, los hidrocarburos aromáticos son los más solubles, siendo las parafinas el otro extremo. El tema de la solubilidad es importante por el volumen que se puede incorporar al agua de mar en un derrame, pero debemos saber también que si se agitan los hidrocarburos en agua, se forman emulsiones bastante estables, y lo mismo ocurre si se añaden productos tensoactivos para resolver problemas de vertidos. Estas emulsiones se mantienen varios días hasta que se degrada el hidrocarburo, pero mientras están presentes, confieren al producto mayor toxicidad.

b) Área superficial

La adsorción es un fenómeno superficial, como tal, el grado de adsorción es proporcional al área superficial específica. El área superficial específica puede definirse como la porción del área total que está disponible para la adsorción. Por

tanto, la cantidad adsorbida por peso unitario de adsorbente sólido es tanto mayor cuanto más finamente dividido y poroso este el sólido (Weber, 1979).

Como un ejemplo de la influencia de la forma de la partícula sobre el área superficial, un cubo de 1 cm^3 de un material sólido con superficies perfectamente pulidas tiene un área superficial total de 6 cm^2 , mientras que un cilindro de 1 cm de diámetro tiene un área superficial de $5,6 \text{ cm}^2$, y una esfera de 1 cm^3 tiene un área superficial solamente de $4,8 \text{ cm}^2$ (Weber, 1979).

Todos los fenómenos que ocurren en una interfaz dependen del tamaño de dicha interfaz por lo que es necesario analizar la relación que hay entre el área superficial y el volumen de las partículas que componen un sistema (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

Al subdividir la materia sólida en partículas pequeñas se produce un aumento en la extensión de la superficie expuesta. La Tabla 7 muestra el efecto de la división de una partícula en otras más pequeñas sobre el área expuesta y la relación área a volumen (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

La Tabla 7 se construye comenzando con un cubo de 1 cm de lado que tiene una superficie total de 6 cm^2 , luego se lo subdivide en otros más pequeños y así sucesivamente hasta llegar al tamaño de las partículas coloidales. Los resultados de esta tabla también muestran la importancia que tiene la superficie del sólido a medida que el grado de división aumenta (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006).

Tabla 7.
Relación área/ volumen y superficie expuesta total.

Número de Cubos	Longitud Del lado	Área total	Área / Volumen
1	1 cm	6 cm^2	6
10^3	0.1 cm	60 cm^2	60
10^6	0.01 cm	600 cm^2	600
10^9	0.01 mm	6000 cm^2	6000
10^{12}	1.0 μ	6 m^2	60000
10^{15}	0.1 μ	60 m^2	600000
10^{18}	0.01 μ	600 m^2	6000000
10^{21}	1.0 $\text{m}\mu$	6000 m^2	60000000

Nota: Adaptado de: (Bottani, Héctor, Pliego, & Villareal, 2006). Química general.

c) Tamaño molecular

Tiene importancia, ya que está relacionado con la adsorción de los solutos orgánicos por el adsorbente si la velocidad viene controlada por el transporte intrapartícula, en cuyo caso la reacción procederá tanto más rápidamente cuanto menor sea la molécula del adsorbato, para una clase de compuesto dado (Weber, 1979).

d) Geometría de la molécula del adsorbato

La variación geométrica de las moléculas parece ser que tiene menos influencia sobre las condiciones de equilibrio que la longitud de cadena (Weber, 1979)

e) Naturaleza química del adsorbato

Las observaciones principales relativas a los efectos de la ionización sobre la adsorción concluyen que, mientras los compuestos tengan estructura simple, la adsorción es mínima para las especies cargadas y máxima para las especies neutras. A medida que los compuestos son más complejos, el efecto de la ionización tiene menos importancia (Weber, 1979).

Existe una regla general para predecir el efecto de la polaridad del soluto sobre la adsorción y consiste en que el soluto polar preferirá la fase que es más polar. En otras palabras, un soluto polar será fuertemente adsorbido en un disolvente no polar por un adsorbente polar, pero preferirá mucho más un disolvente polar que un adsorbente no polar. La polaridad de los compuestos orgánicos es una función de la separación de carga dentro de la molécula. Además la adsorción decrece a medida que la polaridad aumenta (Weber, 1979).

f) pH

El pH de la disolución en que tiene lugar la adsorción influye en el grado de adsorción por una o más razones. Debido a que los iones hidronio e hidroxilo adsorben bastante fuertemente, la adsorción de otros iones viene influenciada por el pH de la solución (Weber, 1979).

g) Temperatura

Las reacciones de adsorción son normalmente exotérmicas; por tanto el grado de adsorción suele aumentar al disminuir la temperatura. Las variaciones de entalpía en la adsorción suelen ser del orden de las correspondientes a reacciones de condensación o cristalización. Así, pequeñas variaciones de temperatura no alteran grandemente el proceso de adsorción (Weber, 1979).

La variación en el contenido calorífico del sistema en que ocurre la adsorción, la cantidad total de calor desarrollado en la adsorción de una cantidad definida de soluto sobre un adsorbente, se llama calor de adsorción, ΔH (Weber, 1979).

h) Naturaleza del adsorbente

La naturaleza fisicoquímica del adsorbente puede tener efectos profundos sobre la velocidad y capacidad de adsorción del soluto (Weber, 1979).

1.4 DIFERENTES MÉTODOS PARA LIMPIEZA DE DERRAMES DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN SENOS DE AGUA

1.4.1 Barreras flotantes

Este es el primer paso para evitar que los contaminantes del aceite se propaguen. En este método los aceites se unen en un área pequeña con un pedazo de plástico con un cilindro flotante en la parte superior y el fondo se pesa de manera que flote en una superficie con una “falda” debajo del agua. Las plumas absorbentes están hechas de materiales adsorbentes que pueden absorber el aceite, y son más efectivas en manchas delgadas y livianas. Mientras se eliminan las barreras absorbentes, se debe tener mucho cuidado, de modo que el aceite adsorbido no se debe volver al seno de agua.

1.4.2 Espumadores – Skimmers.

Los espumadores son embarcaciones como estructuras que se usan para separar el aceite de la superficie del agua. Usar una espumadera para eliminar el aceite del agua es ventajoso porque no cambia las propiedades físicas o químicas del aceite. Los skimmers están conectados a los tanques de sedimentación. Hay muchos factores que dependen del éxito del skimmer según el tipo y el grosor del derrame

de petróleo, la cantidad de escombros presente en el agua, la ubicación del derrame y las condiciones climáticas. Entre sus ventajas tenemos que son simples de operar, son muy compactos y recuperan la mayoría de tipos de aceites y emulsiones. Las principales desventajas son: trabaja solo en condiciones ambientales de quietud, puede recuperar hasta 80% del agua, y no es apto para recuperar hidrocarburos de alta viscosidad.

1.4.3 Adsorbentes

Los materiales adsorbentes también se aplican a la superficie del agua como polvos. En general, es el paso final de la limpieza de los derrames de petróleo, ya que pueden absorber trazas de petróleo que no se pueden eliminar a través del skimmer. Existen dos tipos de sorbentes de uso común natural y sintético. Materiales absorbentes orgánicos naturales, como el musgo de turba y el aserrín, o materiales absorbentes orgánicos sintéticos, como polipropileno, espuma de poliéster o poliestireno. Los sorbentes generalmente se aplican manualmente y se recuperan con el uso de redes y rastrillos.

1.4.4 Combustión in-situ

Este es un método de limpieza del derrame de petróleo y se utiliza para eliminar el aceite de la superficie del agua. Es el proceso posterior al skimmer que se aplica después de que el skimmer elimina el aceite. Causa lluvia ácida debido a la quema del aceite que libera nitrógeno y azufre en la atmósfera. Por lo tanto, causa contaminación adicional al quemar el aceite de la superficie del agua. Elimina el aceite de forma rápida y eficiente de la superficie del agua. Presenta ventajas como: reduce los requisitos de almacenamiento y eliminación de residuos; 95% de eficiencia con equipo mínimo y mano de obra para eliminar el aceite; y se eliminan principalmente los hidrocarburos aromáticos de menor peso, que son los componentes más tóxicos y biodisponibles del petróleo crudo. Las desventajas son: no separa el aceite del ambiente y puede causar lluvia ácida; la columna de humo es desagradable y contiene materia particulada fina, HAP y otros productos químicos; la quema es complicada para la emulsión; la quema es un riesgo para el personal responsable; quemar residuos puede afectar el medio ambiente bentónico después del hundimiento; y la ignición del aceite es bastante difícil.

1.4.5 Dispersión Química

Los dispersantes químicos son otro método para limpiar derrames de petróleo. Los dispersantes son compuestos químicos que se aplican a la superficie del agua donde se ha producido el derrame de petróleo, generalmente en un avión de bajo vuelo. El aceite puede descomponerse de forma natural y los dispersantes químicos ayudan a acelerar el proceso natural. El principal trabajo de los dispersantes es unirse al aceite y mover el aceite hacia abajo en la columna de agua, lo que significa que el aceite se dispersa en el agua. Por lo tanto, el agua diluye el petróleo a un nivel de concentración que es menos perjudicial para la flora y fauna acuática cerca de la región del derrame. Entre sus principales ventajas tenemos: Evita que el aceite se mueva a ambientes sensibles o se propague en tierra y por lo tanto reduce el daño a la flora y fauna costera importante; después del tratamiento con dispersante, pequeñas gotas químicas no forman bolas de alquitrán ni empanadas; reduce el riesgo de muerte de aves y mamíferos debido a la hipotermia, porque el aceite interfiere con la capacidad del animal para mantener la temperatura corporal, causando la muerte; las concentraciones de aceite limitan el impacto general a los recursos ambientales sensibles debido a que es extremadamente bajo y se diluye rápidamente en el océano. Entre sus desventajas del método de dispersión química se tiene: Expone la columna de agua y los organismos que habitan en el fondo, poco profundos, cerca de la costa al aceite, debido a que el aceite de dispersión se desplaza de la superficie a la columna de agua; los dispersantes y las partículas de aceite dispersas son tóxicas para algunos de los hábitats marinos; la efectividad depende totalmente del tipo de contaminantes del aceite y de la condición ambiental; se requiere energía para la dispersión, ya que es muy esencial para disolver el dispersante con aceite y agua; y el en el petróleo más pesado, la tasa de éxito de dispersión es baja.

1.4.6 Biorremediación

Los microorganismos pueden eliminar eficazmente los contaminantes del agua y el suelo. Los microorganismos pueden descomponer muchos químicos dañinos, como la gasolina y el aceite. La biorremediación es un proceso que ocurre naturalmente, hasta cierto punto, después de cada derrame de petróleo. La

biorremediación se aplica después de que la mayoría del derrame de petróleo se limpie manualmente, los procesos biológicos ayudan a eliminar las pequeñas cantidades de compuestos orgánicos que no pudieron eliminarse a mano. Los procesos biológicos, junto con procesos naturales como la evaporación, la oxidación, la intemperie, provocan la descomposición del aceite y, naturalmente, limpian el medio ambiente. Entre sus ventajas tenemos: Es un proceso muy eficiente, ya que las bacterias consumen aceite hasta que no queda ningún residuo; los agentes de biorremediación ayudan a activar las bacterias que ya están presentes en el sitio; útil para limpiar la contaminación del aceite en el sitio donde hay escasez de nutrientes como (oxígeno y nitrógeno); las bacterias no causan ningún efecto dañino en el entorno cercano, ya que se vence una vez que consume el aceite en el sitio; y el microorganismo aumenta rápidamente causando una eliminación más rápida de los contaminantes. Entre sus desventajas se consideran: La biodegradación es un proceso lento y, en el caso de los aceites pesados, a menudo permanece incompleto; en el caso de un derrame de petróleo, no es un proceso apropiado debido a que existe un gran volumen de petróleo; no puede ser un proceso definitivo para la limpieza del derrame de petróleo, es una técnica de acabado solo para eliminar el aceite residual; dado que para la eliminación de aceite es necesario que esté disponible para el microorganismo, por lo tanto, solo funciona correctamente en aguas tranquilas.

1.4.7 Oxidación Química in-situ

La oxidación química es una técnica para tratar sistemas de aguas subterráneas y suelos contaminados. Los oxidantes químicos trabajan oxidando contaminantes orgánicos. Los oxidantes químicos realizan un proceso físico-químico que destruye el contaminante persistente y no se ve afectado por factores ambientales y de otro tipo. Algunos ejemplos son: (i) peróxido de hidrogeno y reactivo Fenton; (ii) permanganato; (iii) ozono; y (iv) persulfato de sodio. Sus ventajas son: es un proceso rápido; puede tratar contaminantes concentrados; y efectivo para un rango diversos de contaminantes. Entre sus desventajas se considera: es un proceso no selectivo; para una adecuada oxidación se debe monitorear pH, temperatura y tiempo de contacto; el costo de implementación es muy elevado.

1.4.8 Uso de carbón activado

El carbón activado es un adsorbente bien conocido. El carbón activado también se puede utilizar para adsorber los hidrocarburos poliaromáticos (HAP). La adsorción de HAP sobre carbón activado depende principalmente de su textura porosa. El uso de carbón activado presenta las siguientes ventajas: los HAP pueden ser regenerados después de ser adsorbidos sobre carbón activado; el carbón activado puede adsorber HAP de alto peso molecular; y la capacidad de adsorber HAP es mayor que 90%. Las desventajas son las siguientes: es un adsorbente muy costoso si se compara con una fibra biológica; el tiempo de adsorción es mayor comparado con una fibra biológica; y hay menor disponibilidad en comparación con las fibras biológicas (Singh, 2011).

1.5 FIBRAS BIOLÓGICAS COMO ADSORBENTES DE HIDROCARBUROS DE PETRÓLEO

Para eliminar los contaminantes peligrosos como los metales pesados, los colorantes, los hidrocarburos, etc., la adsorción ha atraído una gran atención, especialmente los procesos que utilizan materiales adsorbentes de bajo costo, como la biomasa. Las características altamente hidrófobas de la biomasa combinadas con su alta porosidad desarrollan una fuerza capilar hacia la adsorción de aceites. Los tejidos vegetales, con gran superficie y poros grandes, tienden a adsorber contaminantes orgánicos a través de mecanismos físicos y químicos, de manera similar al carbón vegetal. Entre los tipos de biomasa empleadas como adsorbentes se encuentran las plantas marinas, las fibras de algodón, el polvo de aserrín, la mazorca, las fibras de coco, las fibras de yute y el bagazo de caña de azúcar. Estos materiales se pueden usar como soporte para nuevos adsorbentes, así como para ser utilizados “en forma natural”, lo que representa una gran reducción en los costos. Varios investigadores, mientras estudian la adsorción de subproductos del petróleo utilizando diferentes tipos de biomasa, han observado el carácter prometedor de estos materiales como adsorbentes (Gupta, 2009).

1.6 PRUEBAS DE ADSORCIÓN

Un programa de pruebas de sorbentes ha sido desarrollado por Environment Canadá y otros socios de financiación en los últimos años. Este programa ha involucrado el desarrollo de pruebas de rendimiento estandarizadas tanto en Canadá como en Estados Unidos. Actualmente se está desarrollando una base de datos de información de pruebas derivada de los nuevos protocolos que permitirá la distribución de los resultados de rendimiento a una amplia audiencia a través de Internet, y se está desarrollando un mecanismo para su distribución a través de informes impresos.

En el año 1999, SAIC Canada (Science Applications International Corporation Canada) publicó un programa de pruebas de sorbentes. En él considera tres tipos de pruebas: prueba de degradación dinámica, prueba corta de adsorción de aceite, y prueba larga de adsorción de aceite.

1.6.1 Prueba de degradación dinámica

Este procedimiento está diseñado para determinar las propiedades de flotabilidad, hidrofóbicas y oleofílicas de una muestra de sorbente en condiciones dinámicas. Una muestra de sorbente se coloca en un frasco sellado de 4 litros que está medio lleno con agua. El frasco se coloca sobre un costado y se monta en una mesa vibratoria, ajustada a una frecuencia de 150 ciclos por minuto a una amplitud de 3 cm, con una duración de 15 minutos. El contenido de la jarra se deja reposar durante un período de 2 minutos, después de lo cual se registran las observaciones relacionadas con la condición del agua y la muestra de sorbente. Si se observa que más del 10% del sorbente se hunde o si la columna de agua se contamina con partículas de sorbente, entonces el sorbente se designa con una falla y no se recomienda su uso en aguas abiertas. Las muestras de sorbente se retiran del frasco y se determina la proporción de captación de agua.

Se agregan 4 ml de aceite a la superficie de los recipientes de prueba que se han llenado hasta la mitad con agua. Las muestras de sorbente humedecidas utilizadas al comienzo de este procedimiento se devuelven al frasco y el recipiente se coloca de lado y se monta en la mesa de agitación durante 15 minutos adicionales. Se permite que los contenidos de la jarra se asienten por un período de 2 minutos y

se anotan las observaciones relacionadas con la existencia de cualquier brillo de aceite en la superficie del agua.

1.6.2 Adsorción de aceite – Prueba corta (15 minutos)

Este procedimiento está diseñado para determinar la proporción de captación de un sorbente cuando se coloca en un líquido de prueba puro en condiciones de estancamiento. La muestra de sorbente se pesa inicialmente y se registra el valor. Una celda de prueba se llena con una capa de líquido de prueba hasta una profundidad de aproximadamente 80 mm. La muestra de sorbente se coloca en una canasta de malla fina y se baja a la celda de prueba. Después de 15 minutos, se retira el sorbente de la celda y se deja drenar durante 30 segundos (se deja drenar los sorbentes probados en aceite pesado durante 2 minutos). El sorbente se transfiere a un plato de pesaje y se registra el peso. Todas las pruebas se realizan por triplicado.

1.6.3 Adsorción de aceite – Prueba larga (24 horas)

Este procedimiento está diseñado para determinar la proporción de captación de un sorbente cuando se coloca en un líquido de prueba puro en condiciones de estancamiento. La muestra de sorbente se pesa inicialmente y se registra el valor. Una celda de prueba se llena con una capa de líquido de prueba hasta una profundidad de aproximadamente 80 mm. La muestra de sorbente se coloca en una canasta de malla fina y se baja a la celda de prueba. Después de 24 horas, el sorbente se retira de la celda y se deja drenar durante 30 segundos (los sorbentes probados en aceite pesado se escurren durante 2 minutos). El sorbente se transfiere a un plato de pesaje y se registra el peso. Todas las pruebas se realizan de forma triplicada.

CAPÍTULO II. MATERIAL Y MÉTODOS

2.1 POBLACIÓN Y MUESTRA DE ESTUDIO

2.1.1 Universo

Aguas contaminadas con diésel comercial

2.1.2 Población

Se va utilizar mezclas sintéticas de agua con diésel en la proporción de 20% en peso de diésel y 80% en peso de agua.

2.1.3 Unidad de muestreo o análisis

Para cada ensayo se utilizará muestras de 706 ml de mezcla diésel en agua. Cada muestra se someterá al proceso de adsorción y se repetirá tres veces.

2.2 MATERIALES Y TÉCNICAS

2.2.1 Materiales

- 8 Botellas oscuras de vidrio
- Probeta 100 ml
- Probeta de 250 ml
- Pizeta
- 4 recipientes de plástico de 1L
- 4 recipientes de vidrio
- 8 frascos de muestras pequeños
- Colador
- Agua destilada
- Bolsitas filtrantes
- Bagueta
- Espátula
- Pinzas
- Crisoles

2.2.2 Equipos

- Estufa
- Mufla
- Desecador
- Hornilla eléctrica
- Balance analítica. Apreciación de 0.0001 g
- Molino

2.2.3 Reactivos

- Ácido fosfórico 85% grado técnico
- Peróxido de hidrógeno 3% grado técnico
- Ácido acético 5% grado técnico
- Fibra de coco
- Diésel comercial

2.2.4 Técnicas e instrumentos de recolección

2.2.4.1 Técnicas

- Observación
- Tabulación

2.2.4.2 Instrumentos

- Cámara Fotográfica
- CD.
- Computadora.
- Libreta de notas.

2.3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.3.1 Caracterización de la fibra de coco

2.3.1.1 Tratamiento previo de la fibra de coco

Se acondicionó la fibra de coco a un tamaño uniforme. Para tal efecto primero se lavó la fibra de coco, y se secó en una estufa a 120°C durante 6 horas. Posteriormente se molió y se cernió en malla, separando la parte más fina. La parte más fina se guardó, una porción que servirá como testigo, y el resto se sometió a tres tipos de activación química: con ácido acético, con ácido fosfórico y con peróxido de hidrogeno.

2.3.1.2 Método para determinar la humedad

Se determinó el contenido de humedad de la fibra de coco en una estufa a 120 °C. Se pesó en un recipiente de vidrio, previamente tarado, un gramo de muestra de fibra de coco, se introdujo en la estufa y se mantuvo en la misma por un periodo de 4 horas. Posteriormente, se transfirió el recipiente de vidrio al desecador y se pesó la muestra en la balanza analítica.

2.3.1.3 Método para determinar cenizas

Se determinó el contenido de cenizas por calcinación en una mufla a 600 °C. Primero se pesó el crisol vacío y se registró su peso, luego se pesó 1 gramo de muestra de fibra de fibra de coco y se calcinó en una hornilla eléctrica hasta ver que no salgan vapores de la muestra. Posteriormente se colocó la muestra a la mufla durante 2 horas hasta observar la presencia de cenizas blancas. El crisol con las cenizas se dejó enfriar en el desecador y posteriormente se procedió a pesar.

2.3.2 Ensayos del diseño experimental

2.3.2.1 Dilución del ácido fosfórico, acético y peróxido de hidrógeno

El ácido acético se diluyó del 5%(p/p) a 2.5% agregando 0.5 litros de agua.

El ácido fosfórico se diluyó del 85%(p/p) a 3% agregando 13.67 litros de agua

El peróxido de hidrógeno no se diluyó dado que ya venía con una concentración del 3%(p/p)

De cada ácido se tomaran muestras de 200 ml y se almacenará en recipientes oscuros.

2.3.2.2 Activación de la fibra de coco

Una vez lista la fibra de coco previamente secada, molida y cernida, se procedió a pesar 10 g de ésta para la activación con cada ácido. Se vertió los 10 g a cada recipiente donde se encuentran los ácidos y se dejó almacenar por un periodo de 24 horas. Se dejó una muestra de 10 g sin activación para analizar su capacidad de adsorción

2.3.2.3 Secado de la fibra de coco activada

Una vez activada la fibra de coco se procedió a secar estas muestras en una estufa a 120° durante 8 horas

2.3.2.4 Pesado y envasado de la fibra de coco activada

De los 10 g de fibra de coco activada con cada ácido, se pesó 1 g en bolsitas filtrantes en una balanza analítica de 4 decimales. Tendremos un total de 48 muestras (3 para el ácido acético, 3 para el ácido fosfórico, 3 para el peróxido de hidrógeno y 3 para la fibra de coco sin activación), tanto para las muestras en blanco como para la prueba con diésel y para los tiempos de adsorción de 15 minutos y 24 horas.

2.3.2.5 Muestra de agua previamente contaminada

Se preparó soluciones sintéticas de diésel en agua de 20% en peso de diésel, en un recipiente hasta alcanzar una altura de 8 cm. Luego se realizó los ensayos para medir la capacidad de adsorción según “Sorbent Test Program” de Corporación Internacional de Aplicaciones de Ciencia de Canadá (SAIC Canada – Science Applications International Corporation Canada). Esta prueba esta refrendada por el protocolo de la Norma ASTM F726-99.

2.3.2.6 Prueba corta y larga de adsorción (15 min y 24 h)

En un recipiente se llenó con una mezcla agua (80%) y diésel (20%) hasta una altura aproximadamente de 8 cm. La muestra de fibra de coco activada (sorbente) previamente listas en las bolsitas filtrantes se bajó al recipiente de prueba.

- a) **Para la prueba corta de adsorción:** Después de 15 min, se retiró la muestra y se dejó drenar durante 2 minutos. El sorbente se transfirió a un plato de pesaje y se registró el peso. Todas las pruebas se realizaron por triplicado.
- b) **Para la prueba larga de adsorción:** Después de 24 h, se retiró la muestra y se dejó drenar durante 2 minutos. El sorbente se transfirió a un plato de pesaje y se registró el peso. Todas las pruebas se realizaron por triplicado.

Un esquema del procedimiento se presenta en la Figura 13.

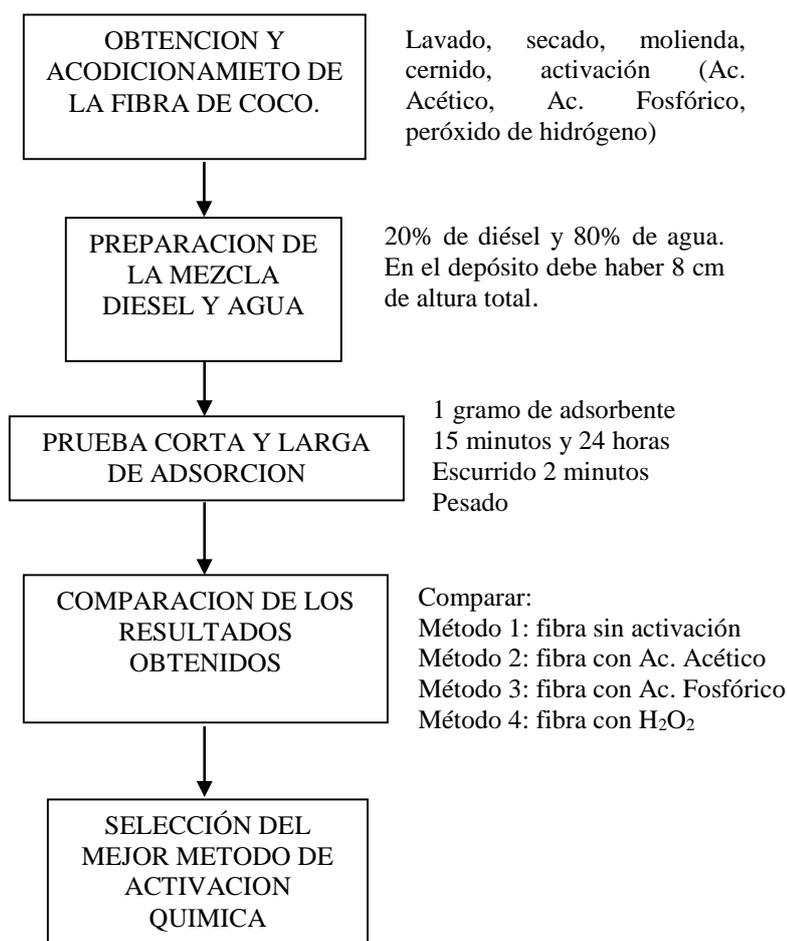


Figura 13. Procedimiento experimental de adsorción de diésel en agua con fibra de coco.
Fuente: Elaboración propia

2.4 VARIABLES DE ESTUDIO

2.4.1 Variable independiente

Método de activación química de la fibra de coco

2.4.2 Variable dependiente

Capacidad de adsorción de diésel.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

3.1.RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE HUMEDAD

El contenido de humedad de la fibra de coco se realizó por triplicado y se determinó por la pérdida de masa que se da en la muestra, previamente desecada a 50 °C, cuando se somete a un calentamiento adecuado durante un periodo de tiempo.

La fibra de coco presentó un contenido de humedad del $22.23 \pm 0.05\%$. La tabla 8 muestra los resultados. El contenido de humedad de la fibra de coco depende de las condiciones en que fue previamente desecado y de la forma de almacenaje.

Tabla 8.

Valores experimentales de la determinación del contenido de humedad.

Muestra	m ₁ (g)	m ₂ (g)	% Humedad
1	1.0005	0.7517	24.8676%
2	1.0004	0.8153	18.5026%
3	1.0007	0.7673	23.3237%

Fuente: Elaboración propia

❖ Donde:

m₁: Es la masa en gramos de la fibra de coco antes del secado

m₂: Es la masa en gramos de la fibra de coco después del secado

❖ Cálculo para el contenido de humedad

$$\%H = \frac{(m_1 - m_2)}{m_1} \times 100$$

$$\%H_1 = \frac{(1.0005 - 0.7517)}{1.0005} \times 100 = 24.8676\%$$

$$\%H_2 = \frac{(1.0004 - 0.8153)}{1.0004} \times 100 = 18.5026\%$$

$$\%H_3 = \frac{(1.0007 - 0.7673)}{1.0007} \times 100 = 23.3237\%$$

3.2.RESULTADOS DE LA DETERMINACIÓN DE CENIZAS

La determinación de cenizas en la fibra de coco es un término analítico equivalente al residuo inorgánico que queda después de la incineración de la materia orgánica. El análisis de cenizas se efectuó por duplicado y se llevó a cabo por calcinación total de la muestra a 600 °C hasta una masa constante. El porcentaje de cenizas de la fibra de coco fue del 14% como se indica en la tabla 9. El porcentaje de cenizas obtenido nos demuestra la cantidad de minerales, sales, que contiene la fibra de coco

Tabla 9.

Valores experimentales de la determinación de cenizas.

Muestra	m ₁ (g)	m ₂ (g)	m ₃ (g)	% Cenizas
1	26.89	27.89	27.03	14.00%
2	28.76	29.76	28.90	14.00%

Fuente: Elaboración propia

❖ Donde:

m₁: Es la masa en gramos del crisol

m₂: Es la masa en gramos del crisol con la fibra de coco

m₃: Es la masa en gramos del crisol con las cenizas

❖ Cálculo para el contenido de cenizas

$$\%Cenizas = \frac{(m_3 - m_1)}{(m_2 - m_1)} \times 100$$

$$\%C_1 = \frac{(27.03 - 26.89)}{(27.89 - 26.89)} \times 100 = 14.00\%$$

$$\%C_2 = \frac{(28.90 - 28.76)}{(29.76 - 28.76)} \times 100 = 14.00\%$$

3.3.RESULTADOS DE LA DILUCIÓN DE LOS ÁCIDOS

3.3.1 Para el ácido fosfórico (H₃PO₄)

$$C_1 \times V_1 = C_2 \times V_2$$

$$85\% \times 0.5L = 3\% \times (0.5 + X)$$

$$X = 13.67 \text{ L H}_2\text{O}$$

3.3.2 Para el ácido acético (CH₃COOH)

$$C_1 \times V_1 = C_2 \times V_2$$

$$5\% \times 0.5L = 2.5\% \times (0.5 + X)$$

$$X = 0.5 \text{ L H}_2\text{O}$$

3.4.RESULTADOS DE LA REMOCIÓN DEL HIDROCARBURO

3.4.1 Capacidad de adsorción de agua en muestras en blanco (C.A.A)

La máxima cantidad de agua que puede ser retenida por gramo de material seco en presencia de un exceso de agua bajo la acción de una fuerza patrón, se determinó mediante el método propuesto por Zambrano *et al*, (2001), donde se colocaron 1 g de muestra (m₁) en un recipiente con un volumen de 706 ml de agua, se dejó remojando por un periodo de 15 min (prueba corta) y 24 h (prueba larga), luego se procedió a escurrir las muestras y finalmente se pesó la muestra escurrida (m₂). La capacidad de adsorción de agua (g de H₂O/ gramo de muestra seca) se calculó con la siguiente ecuación:

$$C. A. A = \frac{m_2 - m_1}{\text{Peso de la muestra}}$$

En la tabla N° 10 y N° 12 se muestran la combinación de tratamientos de la capacidad de adsorción de agua de muestras en blanco (sin diésel) adicionando fibra de coco con la activación de los ácidos correspondientes, con un arreglo de 3 repeticiones por cada tratamiento teniendo en total 12 unidades experimentales para la prueba corta y 12 unidades experimentales para la prueba larga

3.4.1.1 Análisis estadístico

Se realizó un análisis de varianza para un diseño factorial completamente al azar de dos factores y tres niveles con tres repeticiones por tratamiento, con un nivel de significancia de 0.05.

3.4.1.1 Análisis de varianza factorial del porcentaje de adsorción de agua para la prueba corta de 15 min

Con los datos de la tabla 10 se realizó el análisis de varianza, el resultado se muestra en la tabla 11. El análisis reveló que hay una diferencia significativa en el porcentaje de agua adsorbido por cada tratamiento.

La tabla 11 indica que se obtuvo resultados altamente significativos, lo que significa que al menos uno de los 4 tratamientos es diferente. Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa ya que hay variación entre los diferentes tratamiento, no todos los tratamientos obtuvieron el mismo porcentaje de adsorción de agua.

Tabla 10.

Capacidad y porcentaje de adsorción de agua, de las muestras en blanco para un volumen de 706 ml de agua para un tiempo de 15 minutos.

Número de Repeticiones	Tratamiento	Minutos	m ₁ (g)	m ₂ (g)	C.A.A	%Adsorción	Promedio
1	T ₁	15	1	7.0622	6.0622	41.71%	
2	T ₁	15	1	5.8842	4.8842	33.61%	35.01%
3	T ₁	15	1	5.3173	4.3173	29.71%	
4	T ₂	15	1	4.9086	3.9086	26.89%	
5	T ₂	15	1	5.3372	4.3372	29.84%	30.33%
6	T ₂	15	1	5.9802	4.9802	34.27%	
7	T ₃	15	1	8.4567	7.4567	51.31%	
8	T ₃	15	1	8.0770	7.0770	48.69%	47.49%
9	T ₃	15	1	7.1717	6.1717	42.46%	
10	T ₄	15	1	7.7070	6.7070	46.15%	
11	T ₄	15	1	7.8820	6.8820	47.35%	47.21%
12	T ₄	15	1	7.9947	6.9947	48.13%	

Fuente: Elaboración propia

Donde:

- ❖ **T₁:** Fibra de coco activado con peróxido de hidrógeno al 3%(p/p)
- ❖ **T₂:** Fibra de coco activado con ácido fosfórico al 3%(p/p)
- ❖ **T₃:** Fibra de coco activado con ácido acético al 2.5%(p/p)
- ❖ **T₄:** Fibra de coco sin ningún ácido
- ❖ **m₁:** 1 g de fibra de coco
- ❖ **m₂:** peso de la muestra escurrida

En la tabla 10 se muestran los resultados de porcentaje de adsorción de muestras en blanco utilizando la fibra de coco. El porcentaje más alto de adsorción fue de 51.31% y se obtuvo empleando como bioadsorbente 1 g de fibra de coco con ácido acético durante 15 minutos para una muestra de 706 ml de agua e inclusive en cada una de las repeticiones, se observa un comportamiento similar

Tabla 11.
Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de agua para la prueba corta de 15 min.

ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Filas	0.351215285	2	0.175607643	0.3861099	0.695441504	5.14325285
Columnas	14.34655873	3	4.782186242	10.514631	0.008375171	4.757062663
Error	2.728875348	6	0.454812558			
Total		11				

Fuente: Elaboración propia – Excel

De la tabla 11, como el ANOVA dio datos significativamente diferentes entre tratamientos se procedió a realizar la prueba de TUKEY para confirmar que existen diferencias estadísticas entre los tratamientos en estudio

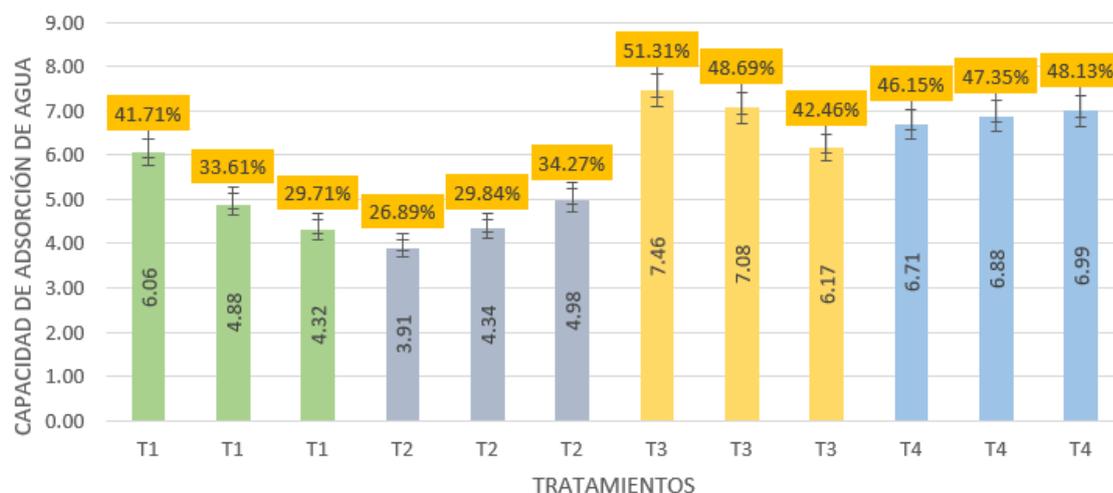


Gráfico N° 1. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de agua para un tiempo de 15 min.

Nota: La barra error corresponde a +/- una desviación estándar

Fuente: Elaboración propia

Del gráfico N° 01 en la prueba de contraste de TUKEY, permiten confirmar que efectivamente hay diferencias significativas y que el tratamiento 3 (Ac Acético y Fibra de coco) es el más destacado, seguido del tratamiento 4 teniendo resultados de porcentajes promedios de adsorción de 47.49% y 47.21% siendo resultados positivos pero con rangos de calidad diferente.

3.4.1.1.2 Análisis de varianza factorial del porcentaje de adsorción de agua para la prueba larga de 24 horas

Con los datos de la tabla 12 se realizó el análisis de varianza, el resultado se muestra en la tabla 13. El análisis reveló que hay una diferencia significativa en el porcentaje de agua adsorbido por cada tratamiento.

La tabla 13 indica que se obtuvo resultados altamente significativos, lo que significa que al menos uno de los 4 tratamientos es diferente. Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa ya que hay variación entre los diferentes tratamiento, no todos los tratamientos obtuvieron el mismo porcentaje de adsorción de agua.

Tabla 12.
 Capacidad y porcentaje de adsorción de agua, de las muestras en blanco para un volumen de 706 ml de agua para un tiempo de 24 horas.

Número de Repeticiones	Tratamiento	Horas	m ₁ (g)	m ₂ (g)	C.A.A	%Adsorción	Promedio
1	T ₁	24	1	6.4275	5.4275	37.21%	
2	T ₁	24	1	5.3517	4.3517	29.83%	35.21%
3	T ₁	24	1	6.6291	5.6291	38.59%	
4	T ₂	24	1	5.8019	4.8019	32.92%	
5	T ₂	24	1	5.6168	4.6168	31.65%	32.54%
6	T ₂	24	1	5.8227	4.8227	33.06%	
7	T ₃	24	1	7.9701	6.9701	47.78%	
8	T ₃	24	1	8.6173	7.6173	52.22%	50.61%
9	T ₃	24	1	8.5592	7.5592	51.82%	
10	T ₄	24	1	6.7365	5.7365	39.33%	
11	T ₄	24	1	6.2685	5.2685	36.12%	36.60%
12	T ₄	24	1	6.0122	5.0122	34.36%	

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 12 se muestran los resultados de porcentaje de adsorción de muestras en blanco utilizando la fibra de coco. El porcentaje más alto de adsorción fue de 52.22% y se obtuvo empleando como bioadsorbente 1 g de fibra de coco con ácido acético durante 24 horas para una muestra de 706 ml de agua e inclusive en cada una de las repeticiones, se observa un comportamiento similar

Tabla 13.
Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de agua para la prueba larga de 24 h.

ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Filas	0.212000495	2	0.106000247	0.4956585	0.632086857	5.14325285
Columnas	12.52935823	3	4.176452743	19.529147	0.001691435	4.757062663
Error	1.283144458	6	0.21385741			
Total	14.02450318	11				

Fuente: Elaboración propia – Excel

De la tabla 13, como el ANOVA dio datos significativamente diferentes entre tratamientos se procedió a realizar la prueba de TUKEY para confirmar que existen diferencias estadísticas entre los tratamientos en estudio

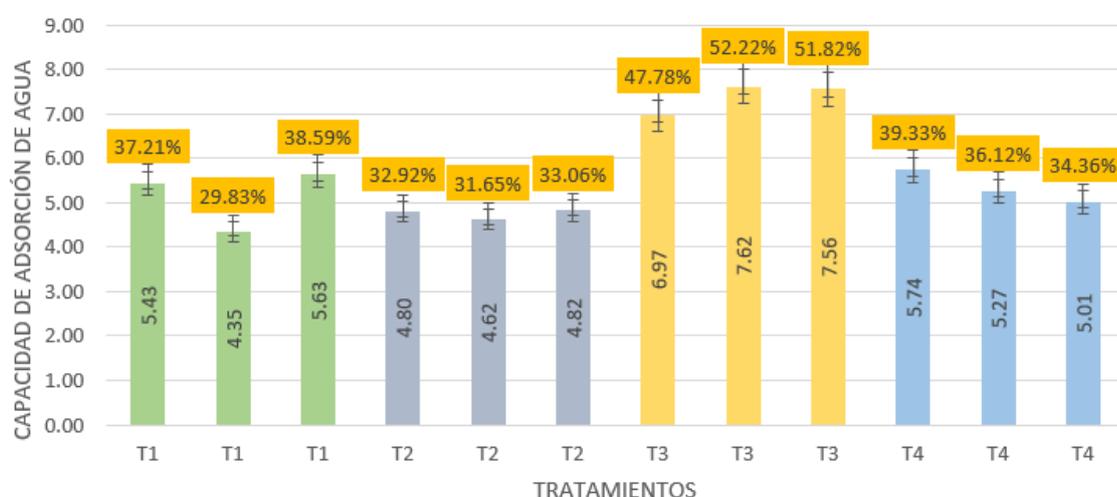


Gráfico N° 2. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de agua para un tiempo de 24 h.

Nota: La barra error corresponde a +/- una desviación estándar

Fuente: Elaboración propia.

Del gráfico N° 01 en la prueba de contraste de TUKEY, permiten confirmar que efectivamente hay diferencias significativas y que el tratamiento 3 (Ac Acético y Fibra de coco) es el más destacado, seguido del tratamiento 4

teniendo resultados de porcentajes promedios de adsorción de 50.61% y 36.60% siendo resultados positivos pero con rangos de calidad diferente.

3.4.2 Capacidad de adsorción de diésel (C.A.D)

La máxima cantidad de diésel que puede ser retenido por gramo de material seco en presencia de un exceso de agua bajo la acción d una fuerza patrón, se determinó mediante el método propuesto por Zambrano *et al*, (2001), donde se colocaron 1 g de muestra (m_1) en un recipiente con un volumen de 565 ml de agua y 141 ml de diésel. Se dejó remojando por un periodo de 15 min (prueba corta) y 24 h (prueba larga), luego se procedió a escurrir las muestras y finalmente se pesó la muestra escurrida (m_2). La capacidad de adsorción de diésel (g de Diésel/ gramo de muestra seca) se calculó con la siguiente ecuación:

$$C.A.D = \frac{m_2 - m_1}{\text{Peso de la muestra}}$$

En la tabla N° 14 y N° 16 se muestran la combinación de tratamientos de la capacidad de adsorción de diésel adicionando fibra de coco con la activación de los ácidos correspondientes, con un arreglo de 3 repeticiones por cada tratamiento teniendo en total 12 unidades experimentales para la prueba corta y 12 unidades experimentales para la prueba larga

3.4.2.1 Análisis estadístico

Se realizó un análisis de varianza para un diseño factorial completamente al azar de dos factores y tres niveles con tres repeticiones por tratamiento, con un nivel de significancia de 0.05.

3.4.2.1.1 Análisis de varianza factorial del porcentaje de adsorción de diésel para la prueba corta de 15 min

Con los datos de la tabla 14 se realizó el análisis de varianza, el resultado se muestra en la tabla 15. El análisis reveló que hay una diferencia significativa en el porcentaje de agua adsorbido por cada tratamiento.

La tabla 15 indica que se obtuvo resultados altamente significativos, lo que significa que al menos uno de los 4 tratamientos es diferente. Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa ya que hay variación entre los

diferentes tratamiento, no todos los tratamientos obtuvieron el mismo porcentaje de adsorción de diésel.

Tabla 14.
Capacidad y porcentaje de adsorción de diésel, para un volumen de 565 ml de agua y 141 ml de diésel, para un tiempo de 15 minutos.

Número de Repeticiones	Tratamiento	Minutos	m ₁ (g)	m ₂ (g)	C.A.D	%Adsorción	Promedio
1	T ₁	15	1	4.1324	3.1324	29.72%	
2	T ₁	15	1	3.9520	2.9520	28.01%	28.11%
3	T ₁	15	1	3.8058	2.8058	26.62%	
4	T ₂	15	1	4.5252	3.5252	33.44%	
5	T ₂	15	1	4.7652	3.7652	35.72%	35.12%
6	T ₂	15	1	4.8153	3.8153	36.20%	
7	T ₃	15	1	6.1147	5.1147	48.53%	
8	T ₃	15	1	6.4256	5.4256	51.47%	50.49%
9	T ₃	15	1	6.4262	5.4262	51.48%	
10	T ₄	15	1	4.8498	3.8498	36.52%	
11	T ₄	15	1	5.5202	4.5202	42.88%	40.17%
12	T ₄	15	1	5.3310	4.3310	41.09%	

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 14 se muestran los resultados de porcentaje de adsorción de diésel utilizando la fibra de coco. El porcentaje más alto de adsorción fue de 51.48% y se obtuvo empleando como bioadsorbente 1 g de fibra de coco con ácido acético durante 15 minutos para una muestra de 565 ml de agua y 141 ml de diésel e inclusive en cada una de las repeticiones, se observa un comportamiento similar

Tabla 15.
Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de diésel para la prueba corta de 15 min.

ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Filas	0.144697112	2	0.072348556	1.666931	0.265625416	5.14325285
Columnas	8.861708963	3	2.953902988	68.058752	5.03442E-05	4.757062663
Error	0.260413502	6	0.04340225			
Total	9.266819577	11				

Fuente: Elaboración propia – Excel

De la tabla 15, como el ANOVA dio datos significativamente diferentes entre tratamientos se procedió a realizar la prueba de TUKEY para confirmar que existen diferencias estadísticas entre los tratamientos en estudio

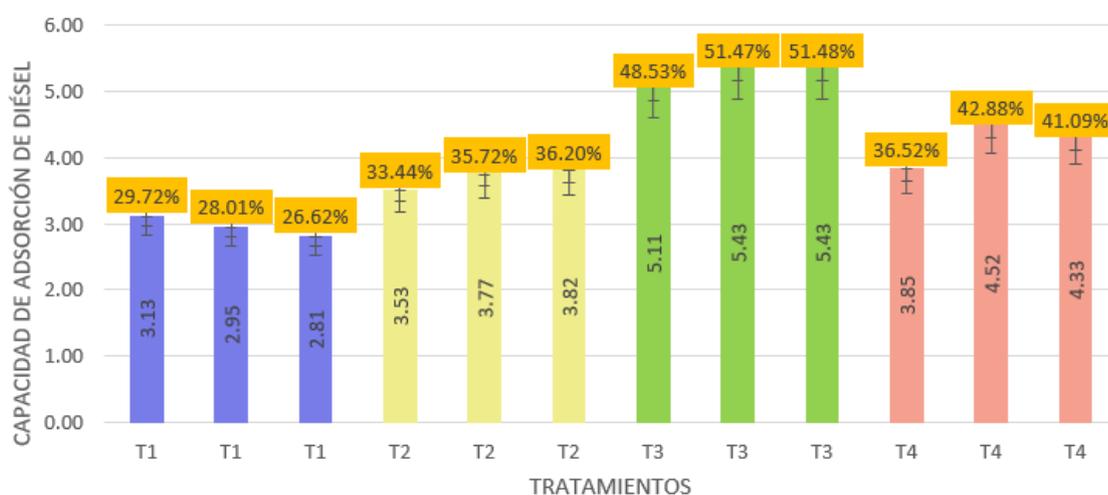


Gráfico N° 3. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de diésel para un tiempo de 15 min.

Nota: La barra error corresponde a +/- una desviación estándar

Fuente: Elaboración propia

Del gráfico N° 03 en la prueba de contraste de TUKEY, permiten confirmar que efectivamente hay diferencias significativas y que el tratamiento 3 (Ac Acético y Fibra de coco) es el más destacado, seguido del tratamiento 4 teniendo resultados de porcentajes promedios de adsorción de 50.49% y 40.17% siendo resultados positivos pero con rangos de calidad diferente.

3.4.2.1.2 Análisis de varianza factorial del porcentaje de adsorción de diésel para la prueba larga de 24 horas

Con los datos de la tabla 16 se realizó el análisis de varianza, el resultado se muestra en la tabla 17. El análisis reveló que hay una diferencia significativa en el porcentaje de agua adsorbido por cada tratamiento.

La tabla 17 indica que se obtuvo resultados altamente significativos, lo que significa que al menos uno de los 4 tratamientos es diferente. Se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa ya que hay variación entre los diferentes tratamiento, no todos los tratamientos obtuvieron el mismo porcentaje de adsorción de agua.

Tabla 16.
Capacidad y porcentaje de adsorción de diésel, para un volumen de 565 ml de agua y 141 ml de diésel, para un tiempo de 24 horas.

Número de Repeticiones	Tratamiento	Minutos	m ₁ (g)	m ₂ (g)	C.A.D	%Adsorción	Promedio
1	T ₁	15	1	5.0883	4.0883	38.39%	
2	T ₁	15	1	4.6838	3.6838	34.59%	34.48%
3	T ₁	15	1	4.2440	3.2440	30.46%	
4	T ₂	15	1	5.2969	4.2969	40.35%	
5	T ₂	15	1	5.6088	4.6088	43.27%	42.15%
6	T ₂	15	1	5.5607	4.5607	42.82%	
7	T ₃	15	1	6.4607	5.4607	51.27%	
8	T ₃	15	1	7.8349	6.8349	64.18%	54.73%
9	T ₃	15	1	6.1896	5.1896	48.73%	
10	T ₄	15	1	5.8107	4.8107	45.17%	
11	T ₄	15	1	5.9979	4.9979	46.93%	45.47%
12	T ₄	15	1	5.7197	4.7197	44.32%	

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 16 se muestran los resultados de porcentaje de adsorción de diésel utilizando la fibra de coco. El porcentaje más alto de adsorción fue de 64.18% y se obtuvo empleando como bioadsorbente 1 g de fibra de coco con ácido acético durante 24 horas para una muestra de 565 ml de agua y 141 ml de diésel e inclusive en cada una de las repeticiones, se observa un comportamiento similar

Tabla 17.
Resumen del análisis de varianza para el porcentaje de adsorción de diésel para la prueba larga de 24 h.

ANÁLISIS DE VARIANZA						
Origen de las variaciones	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	Valor crítico para F
Filas	0.351215285	2	0.175607643	0.3861099	0.695441504	5.14325285
Columnas	14.34655873	3	4.782186242	10.514631	0.008375171	4.757062663
Error	2.728875348	6	0.454812558			
Total		11				

Fuente: Elaboración propia – Excel

De la tabla 17, como el ANOVA dio datos significativamente diferentes entre tratamientos se procedió a realizar la prueba de TUKEY para confirmar que existen diferencias estadísticas entre los tratamientos en estudio

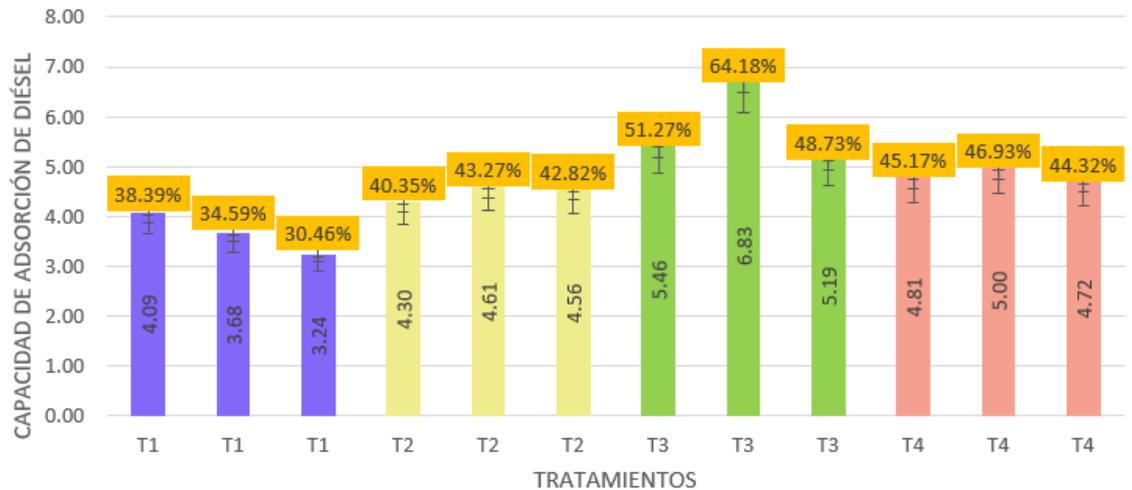


Gráfico N° 4. Prueba de contraste de TUKEY de la capacidad de adsorción de diésel para un tiempo de 24 h.

Nota: La barra error corresponde a +/- una desviación estándar

Fuente: Elaboración propia

Del gráfico N° 04 en la prueba de contraste de TUKEY, permiten confirmar que efectivamente hay diferencias significativas y que el tratamiento 3 (Ac Acético y Fibra de coco) es el más destacado, seguido del tratamiento 4 teniendo resultados de porcentajes promedios de adsorción de 54.73% y 45.47% siendo resultados positivos pero con rangos de calidad diferente.

Existe una relación directa entre la cantidad de fibra de coco utilizado y el porcentaje de adsorción de diésel para un tiempo de 24 h, es decir para un mismo nivel de contaminación la remoción es mayor cuando se emplea mayor cantidad de fibra de coco. Para tiempos mayores a 24 h esta relación se pierde probablemente porque el bioadsorbente se saturó y se produjo un equilibrio entre la fase sólida y la líquida.

CAPÍTULO IV. DISCUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos y comparándolo con los trabajos realizados por diversos investigadores sobre la limpieza de derrames de petróleo con absorbentes naturales, se pudieron realizar las siguientes comparaciones:

En la investigación propuesta por Zarate, denominada: “Endocarpio y mesocarpio de coco como biosorbentes de hidrocarburos disueltos en derrames de combustibles y como fuente de energía cuando se agotan”. Trabajó con cascara de coco, fibra de coco y una mezcla de ambos y se evaluaron como biosorbentes de benceno, tolueno y naftaleno en agua. Sostuvo que la fibra de coco obtuvo la más alta capacidad de adsorción, seguida de la mezcla de ambos y por último la cáscara de coco (2.2; 2.96 y 5.85 mg/g para benceno, tolueno y naftaleno respectivamente) que comparándolo con nuestro trabajo coincide en la fibra de coco dado que fue escogido como el segundo tratamiento con más efectividad en remoción de diésel.

En la investigación propuesta por Abdelwahab, Nasr y Thabet, denominada: “Fibras de palma y fibras de palma modificados como adsorbentes para diferentes aceites”. Este estudio examina la eficiencia de sorción y la capacidad de las fibras en bruto y modificadas para tres tipos de aceite: aceite diésel, petróleo crudo y aceite vegetal, para lo cual está relacionado con el tiempo de adsorción, espesor de la película de aceite, tamaño de partícula, temperatura del petróleo y dosis de sorbente. La fibra de palma se empapó con NaOH (2%p/v) y H₂SO₄ (2% v/v) por separado. El tiempo de adsorción fue de 60 min y se utilizó un tamaño de partícula de 2 mm. Los resultados obtenidos fueron 24 g de adsorbente de aceite/ g para aceite diésel, 22 g de adsorbente de aceite/ g para petróleo crudo y 16 g de adsorbente/ g para aceite vegetal. Comparándolo con nuestro trabajo usamos reactivos como ácido fosfórico (3%), ácido acético (2.5%) y peróxido de hidrógeno (3%) y se usó dos tiempos diferentes para medir la capacidad de adsorción que fueron de 15 min y 24 horas respectivamente, corroborando con la investigación propuesta que la capacidad de adsorción se incrementa conforme se incrementa el tiempo de adsorción y que también influye que los reactivos deben estar diluidos.

En la investigación propuesta por Martínez denominada: “Caracterización y evaluación del bagazo de caña de azúcar como biosorbente de hidrocarburos”. Se trabajó con 1 g de bagazo natural y un tiempo de contacto de 15 minutos, se realizaron 3 repeticiones a dos temperaturas distintas (35 °C y 45 °C) y la caracterización y evaluación realizada demostraron que el bagazo de caña de azúcar tiene potencialidades como sorbente de hidrocarburos, lográndose una remoción significativa de los indicadores de la contaminación: grasas y aceites (98.5%) e hidrocarburos totales (94.8%), por lo que se recomienda como relleno en columnas de lecho fijo para remoción de hidrocarburos en aguas residuales. Comparándolo con nuestro trabajo se usó la misma cantidad de biosorbente, el tiempo de contacto fue de 15 minutos y 24 horas a una temperatura constante, razón por la cual aparentemente el bagazo natural tendría una mejor capacidad de adsorción con respecto a la fibra de coco.

En la investigación propuesta por Díaz denominada: “Material absorbente para recogida de hidrocarburos en derrames en aguas y suelos”. Se preparó 30 kg de material absorbente, mediante tratamiento químico del bagazo, el cual fue secado previamente por 72 h a temperatura ambiente, sometido a tratamiento con hidróxido de sodio (3%) y peróxido de hidrógeno (0.5%) ambos preparados a partir de reactivos de grado técnico. Al material absorbente se le realizaron las pruebas estáticas corta (15 min) y larga (24 h) sobre crudo ligero mediano obteniendo resultados de capacidad de absorción promedio de 4.32 y 5.13 g de hidrocarburo/ g de absorbente para diésel y de 5.36 y 5.72 g de hidrocarburo/ g de absorbente para crudo. Comparándolo con nuestro trabajo se usó 1 g de biosorbente, el tiempo de absorción fue el mismo, los reactivos utilizados fue ácido fosfórico, ácido acético y peróxido de hidrógeno dándonos capacidades de absorción muy similar a los reportados en esta investigación.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES

El tratamiento donde se observó la mayor capacidad de adsorción de diésel (64.18%) fue usando de la mezcla previamente realizada de 200 ml de ácido acético con 10 g de fibra de coco, 1 gramo de adsorbente con un tiempo de 24 horas. Bajo las mismas condiciones pero con un tiempo menor (15 min) el porcentaje de adsorción fue de 51.48%. Con estos resultados demostrados estadísticamente llegamos a la conclusión de que el tiempo influye considerablemente en el proceso de bioadsorción.

De los tiempo de adsorción estudiados 15 min y 24 h, se encontró que 24 h fue el tiempo óptimo para la remoción de diésel, tiempos menores (15 min) no permiten remover todo el diésel

Se realizaron pruebas en blanco (sin diésel) obteniéndose un porcentaje de adsorción de agua de 52.22% fue usando de la mezcla previamente realizada de 200 ml de ácido acético con 10 g de fibra de coco, 1 gramo de adsorbente con un tiempo de 24 horas. Bajo las mismas condiciones pero con un tiempo menor (15 min) el porcentaje de adsorción fue de 51.31%.

En ambas pruebas se demostró que el mejor tratamiento químico para una remoción de diésel es usando el ácido acético con fibra de coco

La fibra de coco que se utilizó en la investigación tuvo las siguientes características: $22.23 \pm 0.05\%$ de humedad y $14\% \pm 0.08\%$ de cenizas.

Cuando reacciona el ácido acético con la fibra de coco se obtiene el acetato de celulosa. Esto se debe a que los enlaces de hidrógeno entre los grupos hidróxilo residuales de la celulosa refuerzan los hilos de la fibra de coco haciéndole resistente a soluciones acuosas, a la mayoría de alcoholes, hidrocarburos y aceites

CAPÍTULO VI. RECOMENDACIONES

- ❖ Estudiar el comportamiento de la fibra de coco como un adsorbente de hidrocarburos para remediación de manglares y agua de mar ya que el presente estudio involucró solo agua potable

- ❖ Buscar otras biomásas para utilizarla como nuevos bioadsorbentes, usar la metodología y evaluar su capacidad de adsorción y eficiencia de remoción en crudo, ya que sería más apropiado efectuarlo con un hidrocarburo más complejo de remover y comprobar su efectividad.

- ❖ Investigar la biorremediación de agua contaminada con hidrocarburos pesados utilizando fibra de coco.

- ❖ Deben realizarse isotermas de adsorción y estudios cinéticos para poder describir adecuadamente el fenómeno adsortivo que produce.

- ❖ Para tratar la fibra de coco contaminado con diésel puede probarse la técnica de compostaje que es eficiente y económica, pero para tener un alto rendimiento debe adicionarse nutrientes, aireación y humectación periódica.

- ❖ Mi aporte en este trabajo fue que basándonos en los antecedentes de esta tesis es que ellos trabajaron con ácidos o reactivos muy costosos y no tan fáciles de adquirir como por ejemplo el ácido sulfúrico, bajo estas circunstancias me basé en usar ácidos de fácil adquisición y económicamente estables.

- ❖ En el Perú no lo utilizan como adsorbente natural debido a que las grandes empresas como PETROPERU y otras, cuando ocurren derrames de hidrocarburos contratan a empresas privadas para solucionar el problema y éstas empresas generalmente usan adsorbentes sintéticos. De esta manera se debería apoyar a las investigaciones científicas sobre el uso de estos sorbentes, usando recursos de nuestro propio país para lograr maximizar el rendimiento a un bajo costo.

CAPÍTULO VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Abdelwahab, O., Nasr, S., & Thabet, W. (2016).** Fibras de palma y fibras de palma modificados como adsorbentes para diferentes aceites. *Alexandria Engineering*, 56 (4), pp. 749 - 755.
- **Alvarado, K., Blanco, A., & Taquechel, A. (2008).** Fibra de coco. Una alternativa ecológica como sustrato agrícola. Recuperado el 18 de septiembre del 2018, de *Agricultura orgánica*, de: http://www.actaf.co.cu/revistas/revista_ao_95-2010/Rev%202008-3/19-Coco.pdf
- **Bermúdez, T. & Martínez, M. (2013).** Efectos de la composición del gas-oil sobre las emisiones contaminantes. *Ingenierías*, 6, (21), pp. 18-24.
- **Betancur, G., & Pereira, N. (2010).** Sugarcane bagasse as feedstock for second generation ethanol production. Part I: diluted acid pretreatment optimization. *Electron J Biotechnology*, 13:1-9.
- **Cojaccaru, C., Macoveanu, M., & Cretescu, I. (2011).** Absorbentes a base de turba para la eliminación de derrames de hidrocarburos de la superficie del agua: aplicación de modelado de redes neuronales artificiales. *Coloides y superficies en aspectos fisicoquímicos y de ingeniería*, 384 (1-3), pp. 675 – 684.
- **Chen, J., & Denison, M. (2011).** The Deepwater Horizon oil spill: environmental fate of the oil and the toxicological effects on marine organism. *Journal of Young Investigators*, 21, pp. 84–95.
- **Corral, M., Vergara, E., & Lacarra, C. (2012).** Estudio de dispersión de hidrocarburos en medio marino. XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos. Valencia, 11-13 de julio.
- **Díaz, M., Rivas, L., León, M., & Acosta, J. (2018).** Material absorbente para recogida de hidrocarburos en derrames en aguas y suelos. *Cubana de Química*, 30 (2), pp. 289 - 298.
- **Frost, R., Carmody, O., Xi, Y., & Kokot, S. (2007).** Adsorción de hidrocarburos en órgano -arcillas - Implicaciones para la remediación de derrames de petróleo. *Coloide y la ciencia de la interfaz*, 305 (1), pp. 17 – 24.
- **García, S. (2015).** Estudio de factibilidad para la industrialización de la fibra de coco en el recinto la Tolita, Pampa de Oro - Esmeraldas. Recuperado el 04

- de mayo 05 del 2017, de Universidad Politécnica Salesiana, de:
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13414/1/UPS-GT001768.pdf>
- **Gómez, V. (2011).** Un derrame de petróleo afecta Orienco. Recuperada el 18 de enero del 2018, del diario El Universo, de:
<https://www.eluniverso.com/2011/12/12/1/1447/un-derrame-petroleo-afecta-estero-orienco.html>
 - **Gupta, V. (2009).** Application of low cost adsorbents for dye removal—a review, *Journal of Environmental Management*, 90, pp. 2313–2342.
 - **Hussein, M., Amer, A., & Sawsan, I. (2008).** Derivación de derrame de petróleo utilizando bagazo de médula carbonizada. Aplicación del bagazo de médula carbonizada como fibra suelta. *Pirólisis analítica y aplicada*, 82 (2), pp. 205 – 211.
 - **Kauppi, S. (2011).** Biorremediación de suelo y agua contaminados con diesel. Universidad de Helsinki, Facultad de ciencias biológicas y ambientales.
 - **Lim, T., & Huang, X. (2007).** Evaluación de kapok (*Ceiba pentandra (L.) Gaertn.*) Como un sorbente fibroso hidrófobo-oleófilico, hueco natural para la limpieza de derrames de petróleo. *Quemosfera*, LXVI, N° 05, pp. 955- 963.
 - **Martinez, C., Rodríguez, I., Esperanza, G., & Leiva, J. (2013).** Caracterización y evaluación del bagazo de caña de azúcar como biosorbente de hidrocarburos. *Afinidad*, 71 (565), pp. 57 - 62.
 - **Mohammed, R., Ibrahim, A., Taha, H., & Mckay, G. (2013).** Waste lubricating oil treatment by extraction and adsorption. *Chemical Engineering Journal*, 220, pp. 343-351.
 - **Olguín, E., Hernández, M., & Sánchez, G. (2007).** Contaminación de manglares por hidrocarburos y estrategias de biorremediación, fitorremediación y restauración. *Revista internacional de contaminación ambiental*, 23 (3), pp. 139 – 154.
 - **OMI. (2005).** Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos, parte IV, lucha contra los derrames de hidrocarburos. Organización Marítima Internacional, comité de protección del medio marino de Londres. 4, p. 16.
 - **Ortiz, D., Andrade, F., Rodríguez, G., & Montenegro, L. (2006).** Biomateriales sorbentes para la limpieza de derrames de hidrocarburos en suelos y cuerpos de agua. *Ingeniería e investigación*, 26 (2), pp. 20 – 27.

- **OSINERGMIN. (2015).** La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú: 20 años de aporte al desarrollo del país. Recuperado el 12 de marzo del 2017, de OSINERGMIN, de:
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-industria-hidrocarburos-liquidos-Peru.pdf
- **OSINERGMIN. (2018).** Distribución y Transporte: Transporte – Descripción. Recuperada el 10 de enero del 2018, de OSINERGMIN, de:
<http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/transporte>.
- **Quiñónez, M. (2014).** Uso de la fibra de coco como sustrato en la producción de pascua (*Euphorbia pulcherrima*) para exportación. Recuperado el 19 de octubre del 2017, de Universidad Rafael Landíva, Facultad de ciencias ambientales y agrícolas de:
<http://biblio3.url.edu.gt/Tesario/2014/06/17/Quinonez-Mario.pdf>
- **Rengasamy, R., Das, D., &Praba, K. (2011).** Study of oil sorption behavior of filled and structured fiber assemblies made from polypropylene, kapok and milkweed. *Journal of Hazardous Materials*, 186, pp. 526-532.
- **REPSOL. (2016).** Ficha de datos de seguridad. Diésel B5 (DB5 S-50). Recuperado el 15 de mayo del 2018, de REPSOL, de:
https://www.repsol.pe/imagenes/repsolporpe/es/DieseB5S50_tcm76-83277.pdf
- **Rincón, J., Torres, E., Mondragón, A., Pardo, M., Arana, A., Ortiz, A., & Jiménez, E. (2016).** Caracterización fisicoquímica y funcional de la fibra de mesocarpio de coco (*Cocos nucifera L.*). Recuperado el 02 de agosto del 2018, de Investigación y desarrollo en ciencia y tecnología de alimentos, de:
<http://www.fcb.uanl.mx/IDCyTA/files/volume1/2/3/49.pdf>
- **SAIC Canada (1999).** Sorbent Test Program 1999 – 2000. Interim Report. Emergencies Engineering Technologies Office. Science Applications International Corporation.
- **Sandoval, M., Zapata, M., Celis, J., Quezada, C., Capulín, J., & Solís, A. (2013).** Efecto de la aplicación de fibra de coco (*Cocos nucifera L.*) en el almacenamiento y eficiencia del uso del agua en un Alfisol, sembrado con ballica (*Lolium multiflorum L.*) y en la toxicidad en lechuga (*Lactuca sativa L.*). Recuperado el 12 de julio del 2018, de AGROSUR, de:
<http://www.agrarias.uach.cl/wp-content/uploads/2016/04/art01-Sandoval.pdf>

- **Sayed, S., & Zayed, A. (2005).** Investigación de la efectividad de algunos materiales adsorbentes en la limpieza de derrames de petróleo. *Desalinización*, 194 (1- 3), pp. 90 – 100.
- **Saval, S., Lara, F., Lesser, J., & Nieto, J. (2004).** Contaminación de acuíferos con hidrocarburos: causas, efectos, riesgos asociados y medidas de prevención. *Academia mexicana de ciencias*, pp. 233 – 249.
- **Singh, T. (2011).** Removal of Petroleum Hydrocarbons by using Microbial Mats. Master Thesis. Department of Chemical Engineering, National Institute of Technology, Rourkela.
- **Suhas, P. & Ribeiro, C. (2017).** Lignin – from natural adsorbent to activated carbon: a review. *Bioresource Technology*, 98, pp. 2301-2312.
- **Vlaed, L., Petkov, P., Dimitrov, A., & Genieva, S. (2011).** Limpieza de agua contaminada con petróleo crudo o combustible diesel utilizando cáscaras de arroz. *Revista del instituto de ingenieros químicos de Taiwán*, 42 (6), pp. 957 – 964.
- **Wahi, R., Chuah, A., Choong, Y., Ngaini, Z. & Nourouzi, M. (2013).** Oil removal from aqueous state by natural fibrous sorbent: an overview. *Separation and Purification Technology*, 113, pp. 51-63.
- **Zarate, V., Rodríguez, C., Alatríste, F., Chazaro, L., & Rangel, J. (2018).** Endocarpio y mesocarpio de coco como biosorbentes de hidrocarburos disueltos en derrames de combustible y como fuente de energía cuando se agotan. *Gestión Ambiental*, 211, pp. 103 – 111.
- **Zaragoza, A. (2013).** Propuestas tecnológicas post cosecha para un aprovechamiento integral del coco. Tesis de pregrado. Universidad Nacional de la Amazonia Peruana, Facultad de Industrias Alimentarias. Recuperado el 20 de febrero del 2019 de :
<http://repositorio.unapiquitos.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/3009/T%20664%20Z46.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

CAPÍTULO VIII. ANEXOS

ANEXO 01: DETERMINACIÓN DE LA HUMEDAD DE LA FIBRA DE COCO

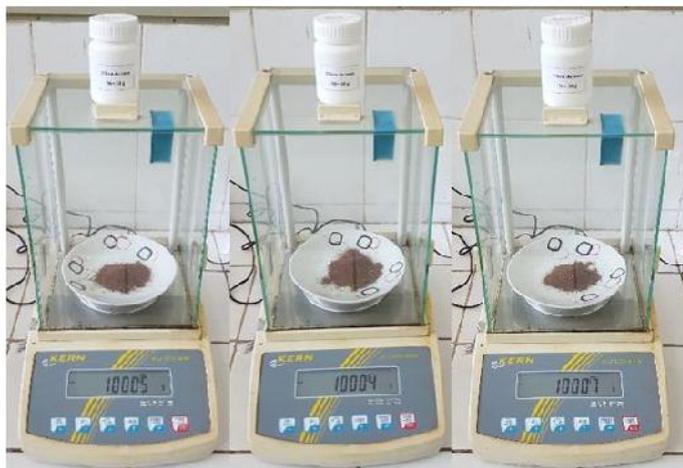


Figura 14. Pesado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 15. Secado de la fibra de coco a 120° C por 3h. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 16. Enfriamiento de la fibra de coco en el desecador. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 17. Pesado de la fibra de coco después de enfriarse. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

ANEXO 02: DETERMINACIÓN DE LAS CENIZAS DE LA FIBRA DE COCO



Figura 18. Pesado del crisol vacío. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 19. Pesado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 20. Calcinación de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 21. Secado de la fibra de coco a 600 °C durante 2 horas. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 22. Enfriamiento de la fibra de coco en el desecador. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 23. Pesado de la fibra de coco después de enfriarse. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.

ANEXO 3: DILUCIÓN DE LOS ÁCIDOS



Figura 24. Ac. Fosfórico, Ac. Acético y Peróxido de hidrógeno. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 25. Determinación del volumen de cada ácido para su respectiva dilución. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 26. Dilución de cada ácido. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 27. Envasado de cada ácido diluido en recipientes oscuros. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.

ANEXO 04: REMOCIÓN DEL HIDROCARBURO



Figura 28. Lavado de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 29. Secado de la fibra de coco a 120° C durante 6 h. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 30. Molienda de la fibra de coco. . Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 31. Cernido de la fibra de coco. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 32. Separación de 10 g de fibra de coco en cada recipiente. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 33. Activación de la fibra de coco con los respectivos ácidos. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 34. Recuperación de la fibra de coco activada, después de haberse remojado por 24 horas. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 35. Fibra de coco activada después de la recuperación. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 36. Secado de la fibra de coco activada a 120° C durante 8 h. Recuperado del laboratorio de fisicoquímica – UNPRG.



Figura 37. Pesado de la fibra de coco activa con sus respectivos ácidos. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 38. Envasado de las 12 muestras de la fibra de coco activada, para cada tratamiento. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

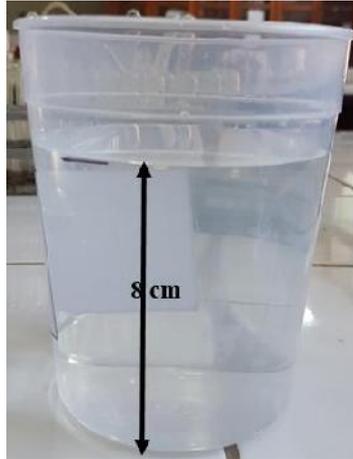


Figura 39. Preparación del agua (706 ml) para la muestras en blanco (sin diésel). Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

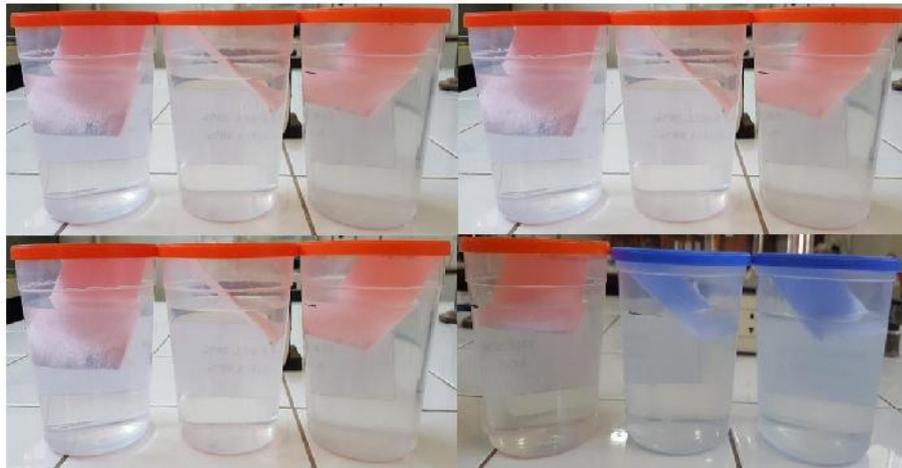


Figura 40. Fibra de coco activada remojándose en agua, para los tiempos estudiados de 15 min y 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 41. Escurrimiento de la fibra de coco activada. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

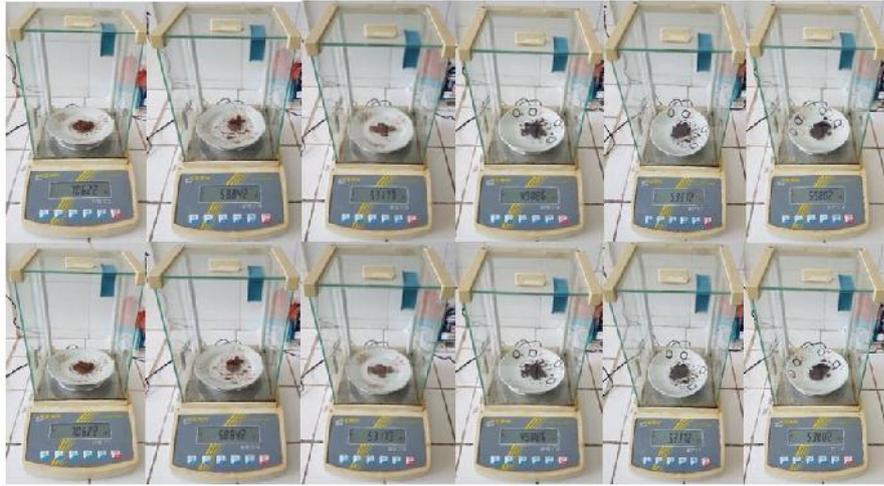


Figura 42. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba corta de 15 minutos. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 43. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba larga de 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 44. Diésel y agua para la preparación de muestras. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

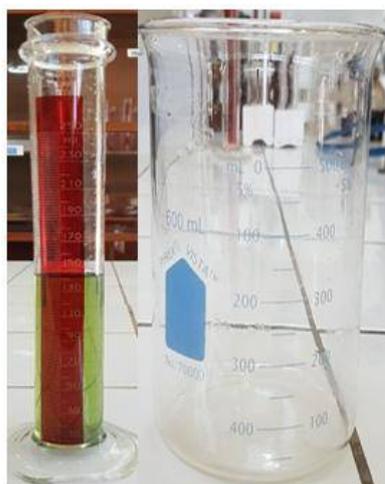


Figura 45. Medición de volúmenes de diésel (141 ml) y agua (565 ml) para las posteriores muestras. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 46. Preparación de la mezcla diésel y agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.



Figura 47. Fibra de coco activada remojándose en la mezcla diésel con agua, para los tiempos estudiados de 15 min y 24 horas. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

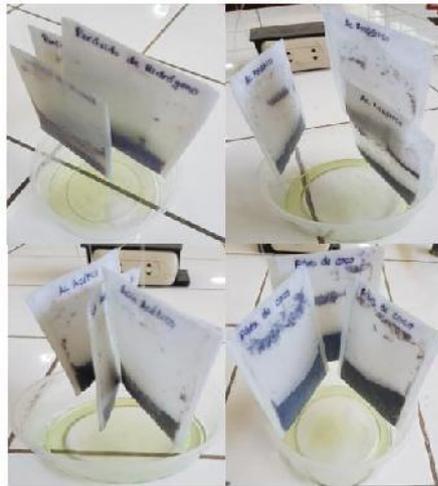


Figura 48. Escurrimiento de la fibra de coco activada en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

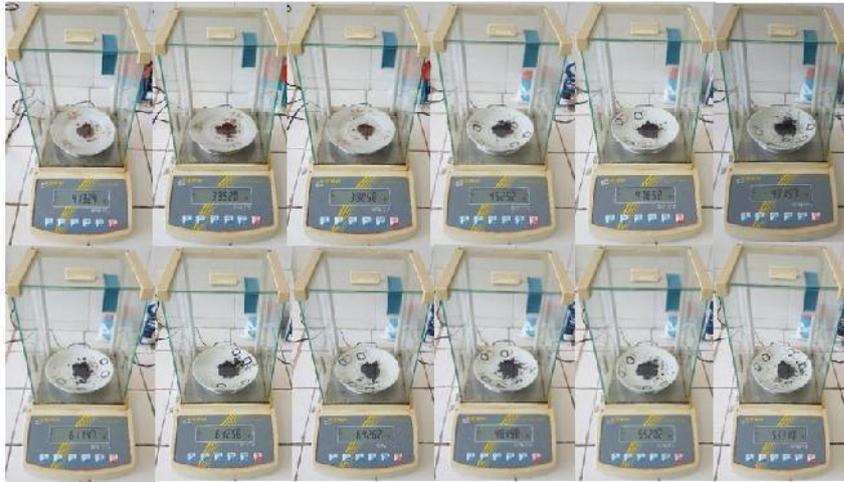


Figura 49. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba corta de 15 minutos en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.

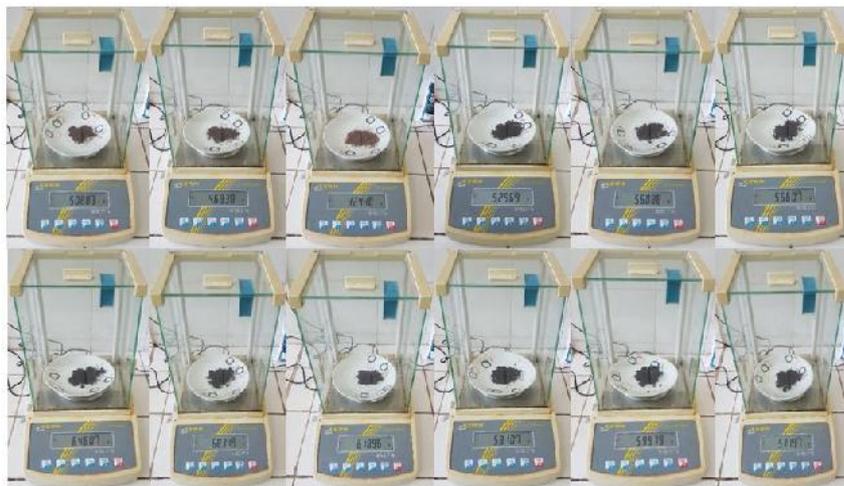


Figura 50. Pesado final de la fibra de coco activada después de escurrirlo, para la prueba larga de 24 horas en la mezcla diésel con agua. Recuperado del laboratorio de orgánica – UNPRG.